



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Électricité

Schéma de Développement du réseau public de transport d'Électricité

REGION provence alpes cote d'azur

> 2006 - 2020

Edition 2006

Préambule

Le réseau public de transport de l'électricité a vocation à garantir l'acheminement sans contraintes de l'électricité depuis les centrales de production jusqu'aux clients industriels et jusqu'aux réseaux publics de distribution qui assurent une desserte plus fine du territoire. Il permet également l'interconnexion avec les pays voisins. La loi a confié à RTE la mission d'exploiter, d'entretenir et de développer ce réseau.

Ce réseau s'est progressivement constitué en accompagnement du développement des usages de l'électricité. Il constitue un enjeu important pour l'aménagement du territoire. Il doit être en permanence adapté aux évolutions du paysage énergétique : développement géographiquement différencié de la consommation, modifications du parc de production...

Dans ce cadre, le schéma de développement du réseau public de transport constitue un exercice prospectif prescrit par la loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité. Il a pour but, dans une région donnée, de fournir une vision d'ensemble des « zones de fragilité électrique », pour lesquelles des aménagements du réseau public de transport devront être envisagés à plus ou moins brève échéance.

°
° °

Ce Schéma de Développement a donné lieu à deux réunions de concertation organisées par la Préfecture de Région les 31 janvier et 4 avril 2006. Ont notamment participé à ces réunions des représentants de l'Etat, des collectivités locales, des associations de consommateurs, de défense de l'environnement, des organisations syndicales, des producteurs et distributeurs d'électricité...

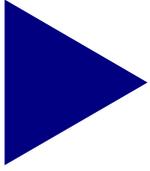
Ces réunions ont permis de valider successivement le corps d'hypothèses et les zones de fragilités. Ce document est le fruit de ce travail de concertation.

°
° °

Ces réunions avaient été notamment l'occasion de rappeler l'importance du projet de ligne à 400 000 V Boute – Broc Carros destiné à remédier à l'isolement en terme électrique de la région PACA, qui se traduit par des risques accrus de coupures électriques, comme celle que la région a connue le 6 mai 2005.

Le Conseil d'Etat a décidé le 10 juillet 2006 d'annuler la déclaration d'utilité publique (DUP) de ce projet, accordée en décembre 2005 par les pouvoirs publics, au terme de nombreuses années de concertation.

Compte tenu de l'annulation de la DUP de ce projet et dans l'attente de l'identification de nouvelles pistes de renforcement, le présent Schéma de Développement a été modifié pour faire apparaître les fragilités du réseau électrique aux horizons 2012 et 2020 qui résultent de cette insuffisance du réseau électrique.



Synthèse

Consommations régionales

La région a consommé 39.3 TWh en 2004, soit 8.2 % de la consommation nationale. Cette consommation est très inégalement répartie géographiquement : 83 % se concentrent dans les trois départements côtiers et près de la moitié dans le seul département des Bouches-du-Rhône. La répartition sectorielle est aussi très inégale : l'industrie fortement développée dans la zone industrielle et portuaire de Marseille (Fos – étang de Berre), est à l'origine de la moitié des consommations d'électricité dans les Bouches-du-Rhône. A l'inverse, dans le Var et les Alpes Maritimes, le secteur résidentiel et tertiaire est largement prédominant.

Corrigée des aléas climatiques, la croissance annuelle moyenne de la consommation de la région PACA s'est élevée à 2.1 % sur la période 2000-2005. Ce chiffre cache des disparités régionales avec un taux de près de 3 % pour les départements du Var, des Alpes-Maritimes et des Hautes Alpes. Ces trois départements connaissent une progression démographique sensiblement supérieure à la moyenne nationale.

Pour les 15 prochaines années, les estimations issues du « Bilan Prévisionnel de l'équilibre Offre Demande de l'électricité » s'appuient dans le cas du scénario R1 sur des taux de croissance de l'ordre de 1.7 % jusqu'en 2012, puis 1.1 % jusqu'en 2020. Afin de prendre en compte l'influence d'une pleine réussite du projet de maîtrise de la demande d'électricité « Plan Eco Energie », un autre scénario a également été étudié et retient des taux d'évolution plus faibles : 1.6 % jusqu'en 2012 et 1.0 % au-delà.

Production régionale

La région a produit 17.3 TWh en 2004, provenant pour 55 % de la production hydraulique, 24 % de la production thermique, 20 % de l'autoproduction et 1% de l'éolien. La région est fortement importatrice (56 % de sa consommation en 2004).

Le potentiel de développement de production électrique est réel avec l'installation prochaine d'un deuxième terminal méthanier à Fos qui garantira une disponibilité importante de gaz naturel sur la zone de Fos-Lavera.

En outre, la région dispose de sites potentiellement attractifs sur des sites de production existants (Gardanne, Martigues-Ponteau, Aramon), des plaques industrielles à renforcer (Fos, Lavera) ou même des nouveaux sites à aménager (appel à projet du PAM). Ainsi, ce schéma prend pour hypothèse le raccordement de trois nouveaux cycles combinés au gaz à l'horizon 2012 et de deux cycles combinés au gaz supplémentaires pour 2020.

Enfin, la région s'inscrit dans une dynamique de développement des énergies renouvelables : déchets et biomasse, production éolienne, solaire et petite hydraulique.

Contraintes observées sur le réseau électrique

Sécurité d'alimentation électrique :

La fragilité concernant la sûreté d'alimentation de l'Est de la région PACA (Var et Alpes-Maritimes), déjà identifiée lors du précédent schéma de développement, se manifeste de plus en plus fréquemment et est vécue pendant la moitié de l'année. Elle s'étend désormais à l'ensemble de la région pendant quelques heures par an, le recours à la production régionale étant alors dans l'incapacité de compenser l'insuffisance des réseaux. Suite à l'annulation par le Conseil d'Etat de la DUP de la ligne entre Boutre et Broc Carros, d'autres pistes de renforcement sont à rechercher.

L'alimentation électrique des agglomérations de Toulon et Cannes est également fragile. Aujourd'hui, des projets en phase d'instruction réglementaire (poste 400 kV de Biançon) ou de concertation (projet Le Coudon – La Garde – Hyères 225 kV) permettent de garantir l'alimentation de ces zones dans un futur relativement proche.

Si l'alimentation des agglomérations d'Arles, Avignon, Grasse, Brignoles n'est pas totalement garantie, des projets sont aujourd'hui à l'étude afin de résoudre ces fragilités.

La garantie d'alimentation de zones plus restreintes (Aubagne – La Ciotat) ou concernées dans un avenir plus lointain (Aix en Provence, St Tropez) est également à l'étude.

Une nouvelle fragilité apparaît à moyen terme dans les Hautes-Alpes et concerne une zone délimitée par Gap, Serre – Ponçon, Barcelonnette, Embrun, Briançon, Serre Chevalier.

Raccordement de clients :

Les principaux développements prévus pour permettre le raccordement des clients concernent :

- le renforcement des capacités de livraison aux distributeurs avec le renforcement de transformations existantes ou la création de nouveaux postes sources (Nice, Cannes, Marseille, Fayence, Aix en Provence, Rousset, St Sournin, Grans),
- le raccordement de nouveaux producteurs d'électricité dans le département des Bouches-du-Rhône (en particulier pour des productions de type cycle combiné au gaz),
- le raccordement au réseau à 400 kV du réacteur ITER.

A plus long terme, un certain nombre de projets régionaux sont susceptibles d'avoir une influence sur les besoins en développement de réseau (développement du transport ferroviaire, tramways urbains et projets industriels dans la zone de Fos sur Mer).

Performance technique et économique du système :

On distingue trois contraintes qui engendrent des coûts de congestion sur le réseau :

- La première est liée à l'insuffisance du réseau 400 kV actuel alimentant les Bouches-du-Rhône, le Var et les Alpes-Maritimes depuis le Sud Vaucluse. Cette contrainte va perdurer du fait de l'annulation de la DUP de la ligne 400 kV entre Boutre et Broc Carros. Elle se traduit par le recours imposé à des moyens de production régionaux (production thermique et hydraulique) ;

- La seconde est liée à l'insuffisance de capacité des lignes 225 kV actuelles permettant d'écouler l'énergie hydraulique produite dans la vallée de la Durance. L'augmentation de capacité de la ligne 225 kV Boutre – Coudon, réalisée en 2003, a permis de réduire cette fragilité.
- Enfin, une troisième fragilité est détectée à moyen terme avec le raccordement de nouveaux moyens de production dans les Bouches du Rhône. La capacité des ouvrages actuels (lignes et postes) notamment au sud de l'étang de Berre n'est pas suffisante pour garantir l'évacuation de cette production. Pour augmenter la capacité actuelle, il sera nécessaire de créer un échelon 400 kV sur la zone de Fos-Lavera, aujourd'hui exclusivement desservie en 225 kV.

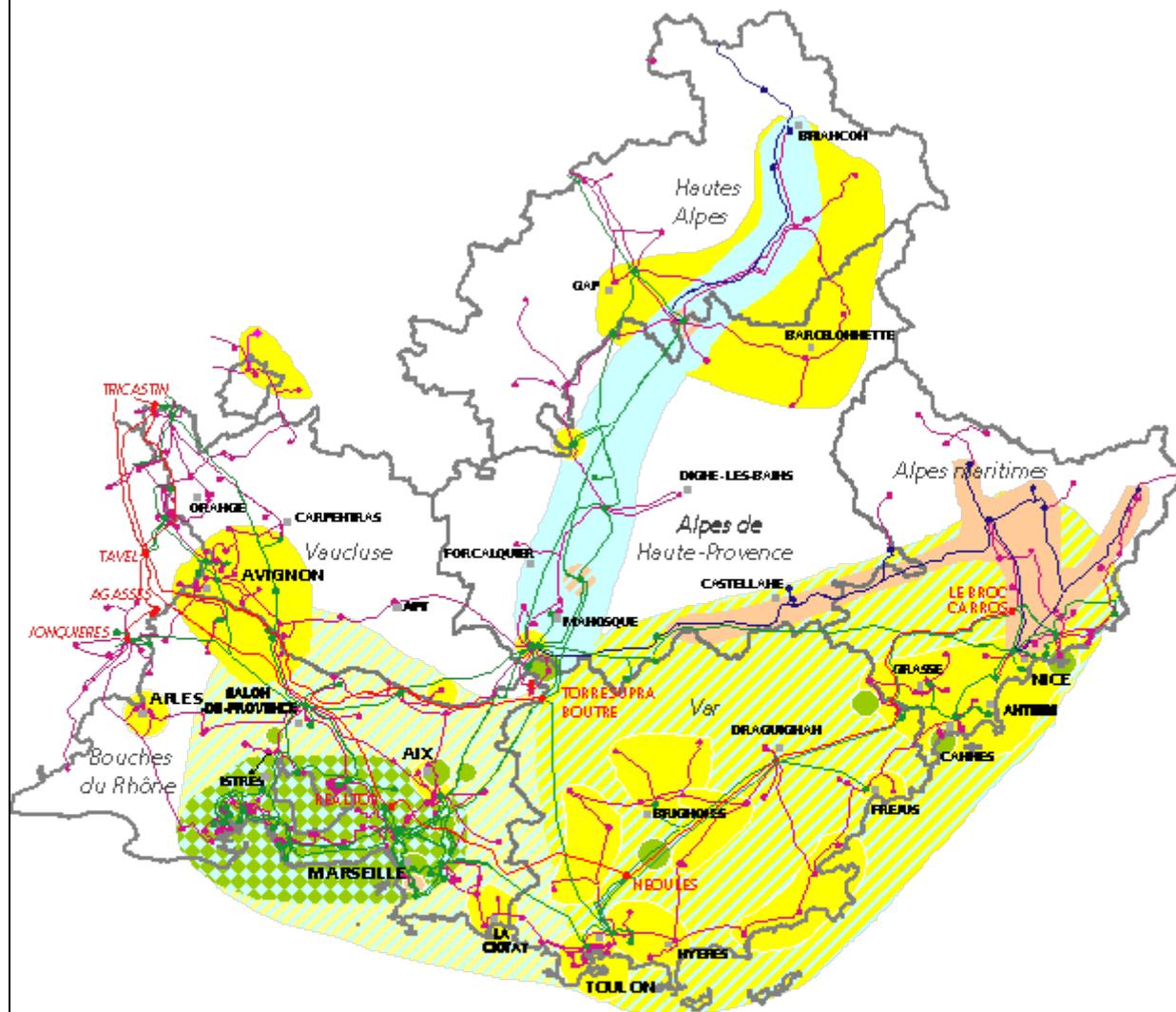
Maintien en conditions opérationnelles :

Plusieurs postes électriques sont déjà identifiés comme nécessitant des travaux importants de réhabilitation ou renouvellement (Oraison, Serre Ponçon, Rabatau). Le poste de Septèmes 63 kV a été reconstruit et intégré dans un bâtiment en 2004.

Le réseau 150 kV de l'arrière pays niçois comprend les lignes les plus anciennes de la région et devra faire l'objet à plus ou moins long terme d'opérations de renouvellement.

Les cartes des pages suivantes synthétisent les fragilités identifiées sur la Région Provence Alpes Côte d'Azur et un tableau résume les projets en cours ou à l'étude permettant de les résoudre. Les contraintes à l'horizon 2012 sont identifiées sur la base du réseau existant et les contraintes à l'horizon 2020 sur la base d'un réseau qui prend en compte la réalisation des seuls projets actuellement en cours de concertation.

Région Provence Alpes Côte d'Azur Contraintes 2012



ZONES DE FRAGILITÉ ÉLECTRIQUE AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIARONS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			43 kV
			≤ 63 kV



Région Provence Alpes Côte d'Azur Contraintes 2020

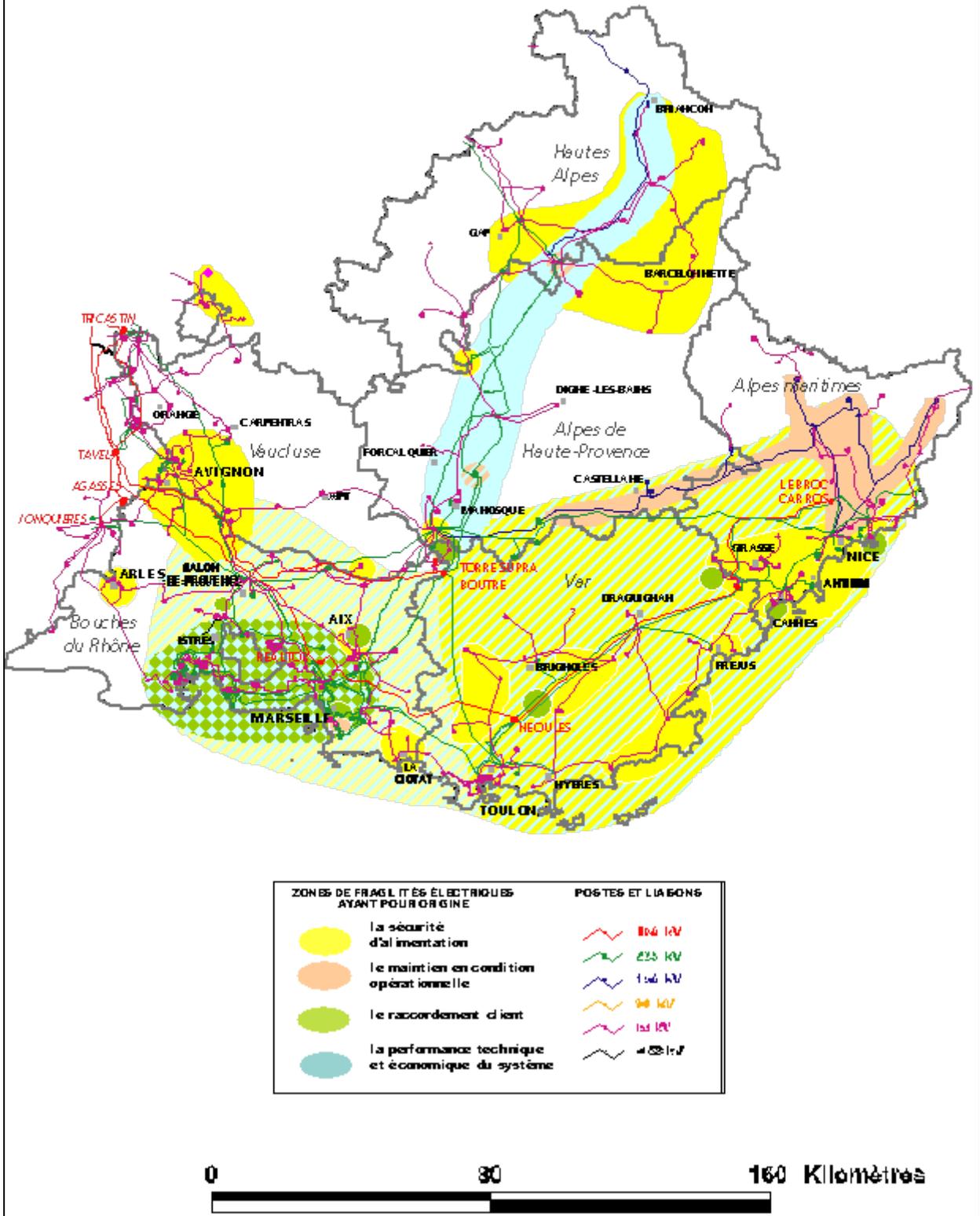
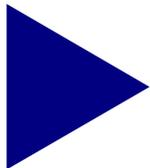


Tableau de synthèse :

Type	Contrainte	Horizon d'apparition	Page	Projet en cours		
				Intitulé	Avancement	Horizon prévisionnel mise en service
Raccordement	Raccordement s nouveaux producteurs	2012 - 2020	53	A l'étude	-	-
	Nice intra-muros	2012	58	A l'étude	-	-
	Fayence	2012	59	A l'étude	-	-
	La Bocca	Actuelle	60	A l'étude	-	-
	Rocbaron – Forcalqueiret	2012	69	A l'étude	-	-
	Aix en Provence – Les Floralties	2012	72	A l'étude	-	-
	Rousset – Favary	Actuelle	73	Favary 225 kV	Instruction réglementaire	2007
	St Savournin	2012	74	A l'étude	-	-
	Marseille	Actuelle - 2012	75	Saumaty Conception 3° poste à l'étude	Instruction réglementaire -	2009 2010 A définir
	Grans	2012	77	A l'étude	-	-
	ITER	2012	82	A l'étude	-	-

Sécurité d'alimentation	Littoral Est PACA	Actuelle Criticité 4	50	Biançon 400 kV	Instruction réglementaire	2007
	Sûreté PACA	Actuelle Criticité 4	52	A l'étude	-	
	Nice – CGA	Actuelle Criticité 3	54	Biançon 400 kV	Instruction réglementaire	2007
	Mougins – Cannes – Mandelieu	Actuelle Criticité 3	55	A l'étude	-	-
	Grasse – Siagne	Actuelle Criticité 3	56	A l'étude	-	-
	Valbonne	2012 Criticité 2	57	A l'étude	-	-
	Toulon Ouest	Actuelle Criticité 3	62	Escaillon Escaillon – Néoules 225 kV	Construction	2008 2009
	Toulon Est – Hyères – Carqueiranne	Actuelle Criticité 2	63	Coudon – La Garde – Hyères 225 kV	Concertation	2008
	Brignoles – Vins	Actuelle Criticité 2	64	Vins Transformation 225 / 63 kV	Construction	2008
	St Maximin – Escarelle – Signes	2012 Criticité 1	65	Non défini	-	-
	Carnoules – Cabasse – Entraigues	2012 Criticité 1	66	Non défini	-	-
	St Tropez	2012 Criticité 2	67	Grimaud	Concertation	2013
	Fréjus – St Raphaël	2012 Criticité 2	68	A l'étude	-	-
	Aubagne – La Ciotat – Athelia	Actuelle Criticité 2	70	Athelia A l'étude	Construction -	2006 -
	Aix en Provence	2012 Criticité 2	71	Non défini	-	-
	Arles	Actuelle Criticité 2	78	A l'étude	-	-
	Embrun – Briançon	2012 Criticité 2	80	A l'étude	-	-
	Ste Tulle – Sisteron	Actuelle Criticité 2	81	A l'étude	-	-
	Pertuis	2012 Criticité 1	83	A l'étude	-	-
	Avignon et Sud Vaucluse	Actuelle Criticité 3	84	A l'étude	-	-
Cavaillon – Apt	Actuelle Criticité 1	85	A l'étude	-	-	
Valréas	Actuelle - 2012	87	A l'étude	-	-	

Performance technique et économique	Alpes Maritimes – BdR - Var	Actuelle	51	A l'étude	-	-
	Durance	Actuelle	79	Non défini	-	-
Maintien en condition opérationnelle	Réseau 150 kV des AM	2012 –2020	61	A l'étude	-	-
	Rabatau	Actuelle	76	A l'étude	-	-



Sommaire

1. Qu'est-ce que le Schéma de Développement ?.....	13
1.1. Une triple exigence.....	13
1.2. Insertion dans le processus prévisionnel.....	14
i. Les besoins énergétiques.....	15
ii. Les besoins en infrastructures de transport.....	15
iii. Du Schéma de Développement aux projets d'évolution du réseau.....	15
1.3. Modalités d'élaboration.....	16
1.4. Composition du document	17
2. Le réseau de transport d'électricité aujourd'hui.....	18
2.1 Fonctions du réseau de transport dans le système électrique.....	18
iv. Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 V.....	18
v. Les réseaux de répartition 225 000 V et Haute Tension.....	19

2.2 Les enjeux du développement du réseau.....	19
vi. Les objectifs du développement	19
2.3 Le contexte du développement du réseau.....	20
2.4 Caractéristiques du réseau en 2006	21
vii. Présence sur le territoire.....	21
viii. Dynamique de développement et croissance de la consommation.....	24
3. Corps d'hypothèses.....	26
3.1 La tendance nationale.....	26
ix. Pour la consommation électrique.....	26
x. Pour la production.....	27
xi. Pour les échanges aux frontières.....	28
3.2 Au niveau régional.....	30
xii. L'énergie consommée en PACA.....	30
xiii. L'évolution de la demande depuis 2001.....	31
xiv. L'évolution de la population.....	31
xv. Les projets régionaux ayant un impact sur la demande.....	31
xvi. L'évolution future de la demande électrique.....	32
xvii. La production électrique en PACA.....	34
xviii. Le potentiel de développement de la production en PACA.....	35
4. Les différents types de contraintes.....	36
4.1 Typologie.....	36
1. Le raccordement des clients.....	36
2. La sécurité d'alimentation	36
3. La performance technique et économique du système.....	37
4. Le maintien en condition opérationnelle du patrimoine	37
5. Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes	37
4.2 Détection des contraintes : méthode.....	39
i. Simulation des situations à risque.....	39
ii. Analyse de la qualité de fourniture.....	43
iii. Expertise des ouvrages.....	45
iv. De la détection à la résolution des contraintes.....	46
5. Exposé des contraintes du réseau à moyen et long terme.....	48
5.1. Typologie des fragilités.....	48
5.2. Les fragilités de grande ampleur en région PACA.....	49
6. Conclusion.....	94
7. Glossaire.....	95

<u>8. Bibliographie.....</u>	<u>96</u>
<u>Annexe 1</u>	
<u>Contexte réglementaire et administratif relatif aux projets de réseau.....</u>	<u>97</u>
<u> L'étude préalable de l'opportunité des projets.....</u>	<u>97</u>
<u> La concertation.....</u>	<u>98</u>
<u> La procédure de DUP.....</u>	<u>98</u>
<u> L'élaboration du tracé de détail.....</u>	<u>99</u>
<u>Carte du réseau électrique régional de PACA.....</u>	<u>100</u>

1

1. Qu'est-ce que le Schéma de Développement ?

Assurer le développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité constitue l'une des missions fondamentales du service public de l'électricité pour garantir un approvisionnement électrique de qualité sur l'ensemble du territoire.

Les décisions en matière de développement du réseau sont complexes dans la mesure où elles font intervenir certains paramètres dont RTE, gestionnaire du réseau public de transport, n'a pas la maîtrise. Il s'agit pour l'essentiel de la croissance de la demande d'électricité pour une part, et des décisions concernant les moyens de production (création de nouveaux moyens de production, modalités d'utilisation des centrales) d'autre part. Par ailleurs, la création de nouvelles lignes électriques soulève le plus souvent des questions difficiles en matière d'insertion environnementale.

Le développement du réseau public de transport doit donc s'inscrire dans une démarche de planification, de manière à anticiper l'apparition de ces difficultés, voire à les retarder. Cette démarche doit ensuite permettre de mieux justifier les projets de développement du réseau public de transport. Dans cette optique, la loi du 10 février 2000 de modernisation du service public de l'électricité [1], qui fixe les conditions de la mise en place du marché de l'électricité, a prévu l'élaboration par RTE d'un Schéma de Développement du réseau public de transport de l'électricité, présentant une vision globale des contraintes du réseau de transport à un horizon de moyen - long terme. Conformément à la loi, ce schéma est établi tous les deux ans, et est approuvé par le Ministre chargé de l'Énergie, après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie.

1.1. Une triple exigence

Le Schéma de Développement du Réseau Public de Transport d'Électricité répond à trois exigences principales :

- **une exigence réglementaire** : la loi du 10 février 2000 [1] prévoit l'élaboration d'un Schéma de Développement du Réseau Public de Transport qui tienne compte des Schémas de Services Collectifs de l'Énergie¹ [2].

¹ Les Schémas de Services Collectifs ont été adoptés par décret du 18 avril 2002. Ils traduisent la volonté de planification à long terme de neuf politiques publiques structurantes pour l'aménagement du territoire en intégrant les impératifs du développement durable.

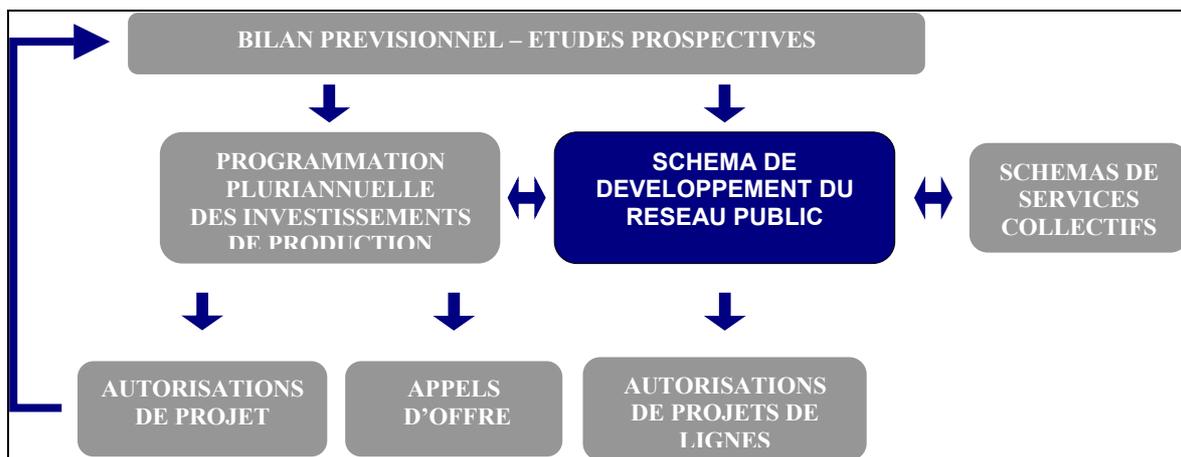
Le schéma de l'Énergie a pour objectifs une meilleure exploitation des ressources locales d'énergie et la relance des efforts d'utilisation rationnelle de l'énergie dans les transports, l'industrie et les activités résidentielles et tertiaires. Il procède d'un diagnostic des perspectives d'évolution de la demande, la situation des différentes régions au regard des enjeux de production et de consommation d'énergie, les potentiels d'économie d'énergie et de valorisation des énergies décentralisées susceptibles d'être développés et les conséquences attendues des accords de Kyoto sur cette politique.

La circulaire du 9 septembre 2002 [3] précise les grandes lignes de son contenu : Le Schéma de Développement doit faire apparaître les zones du territoire national, dites « zones de fragilité électrique », pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau public de transport d'électricité sera vraisemblablement nécessaire à un horizon de 10 à 15 ans en vue de satisfaire les besoins des consommateurs ou des producteurs.

- **une exigence de concertation**, comme le rappelle le « Contrat de Service Public » [4] signé entre RTE et EDF le 24 octobre 2005, qui insiste sur la nécessité de mener une concertation à toutes les étapes du développement du réseau public de transport, afin d'en limiter l'impact.
- **une exigence de vision à long terme de l'évolution des réseaux** : la durée de vie des ouvrages de réseau (de l'ordre d'une cinquantaine d'années), l'importance des coûts d'investissements associés et leurs délais de réalisation (de l'ordre de 6 à 7 ans pour les lignes aériennes, voire une dizaine d'années dans certains cas) conduisent, en dépit d'un futur incertain, à inscrire les décisions dans un cadre de cohérence à long terme partagé par tous les acteurs impliqués dans cette problématique.

1.2. Insertion dans le processus prévisionnel

Le Schéma de Développement s'insère dans une logique globale de prévisions à moyen-long terme de l'évolution du Système Electrique, que l'on peut résumer par le schéma suivant :



i. Les besoins énergétiques

En premier lieu, l'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit la réalisation d'un « Bilan Prévisionnel » [5]. A travers l'examen de scénarios contrastés des perspectives de croissance de la demande et d'évolution des moyens de production à long terme, le Bilan Prévisionnel établit un diagnostic prospectif de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, évalue les besoins en nouvelles capacités de production pour assurer, dans la durée, la sécurité d'approvisionnement au niveau national.

Le Ministre chargé de l'Énergie s'appuie notamment sur le Bilan Prévisionnel et les Schémas de Services Collectifs de l'Énergie pour élaborer la Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production [6], qui fixe les objectifs en matière de développement de moyens de production par filière, c'est-à-dire par énergie primaire et technique de production. L'atteinte de ces objectifs s'appuie sur un système d'autorisation de projets, et, le cas échéant, sur des appels d'offres portant sur les filières ou techniques dont le développement par les opérateurs serait inférieur aux objectifs de puissance minimale requise.

ii. Les besoins en infrastructures de transport

Les études de développement du réseau de transport s'appuient sur un corps d'hypothèses élaboré par RTE à partir du Bilan Prévisionnel, de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production, et de données recueillies localement. Ces études permettent d'identifier les contraintes susceptibles d'apparaître sur le réseau à un horizon de 10 à 15 ans et recensées dans le Schéma de Développement du Réseau Public de Transport d'Électricité.

Inversement, l'identification de ces contraintes dans le Schéma de Développement peut orienter le choix de la localisation des futurs moyens de production qui figurent dans la Programmation Pluriannuelle de Investissements de Production. En effet, l'installation d'une production sur un site adéquat peut être de nature à limiter les contraintes sur les ouvrages du réseau, en rééquilibrant la circulation des flux d'électricité dans une zone donnée. Par ailleurs, les éléments apportés par le Schéma de Développement permettent d'explicitier les besoins éventuels en moyens de production induits par les faiblesses locales des réseaux.

iii. Du Schéma de Développement aux projets d'évolution du réseau

Si le Schéma de Développement n'a pas pour vocation de proposer les solutions possibles à tous les problèmes identifiés, il présente néanmoins les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire, destinés à résorber des contraintes avérées ou susceptibles d'apparaître à court terme.

En complément, des études approfondies sont entreprises par RTE, afin d'étudier toutes les solutions permettant de résoudre les autres contraintes pour lesquelles un projet n'a pas encore été identifié. Ces études permettent de faire émerger le projet qui réalise le meilleur compromis entre coût, efficacité, et insertion environnementale. Après vérification de l'opportunité du projet par les services de l'État, une concertation préalable spécifique est organisée afin de définir, avec les élus et les associations représentatifs des populations concernées, les caractéristiques du projet ainsi que les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement. Le dossier résultant de cette concertation précise dans quelle mesure le projet s'inscrit dans les orientations du Schéma de Développement préalablement établi, ou, le cas échéant, expose les besoins nouveaux à satisfaire qui n'avaient pas pu être pris en compte dans le Schéma. Ce n'est qu'à l'issue de ce processus de concertation et après la phase d'instruction réglementaire que l'État délivre les autorisations nécessaires à la réalisation du projet (voir annexe 1).

1.3. Modalités d'élaboration

La circulaire du 9 septembre 2002 précise les modalités d'élaboration du Schéma de Développement [3].

En premier lieu, le Schéma de Développement est conçu à l'échelon régional. Dans cet objectif, une instance régionale de concertation est mise en place.

L'instance chargée de l'élaboration du schéma, pilotée par le Préfet de région, est organisée autour de l'ensemble des acteurs susceptibles d'être concernés par le développement du réseau : représentants de l'Etat, des élus, des responsables socioprofessionnels, représentants de RTE, des distributeurs, des producteurs régionaux, des associations agréées de protection de l'environnement.

Les volets régionaux du Schéma de Développement issus de la concertation sont bâtis autour des principes suivants :

- à partir de l'état des lieux du réseau électrique régional existant et des objectifs en matière de développement du réseau, le schéma se projette à un horizon de dix à quinze ans. Les évolutions de ce réseau dépendent évidemment de certains paramètres sur lesquels un consensus doit être établi dans le cadre des instances de concertation. Il s'agit en particulier du corps d'hypothèses permettant d'estimer les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité et de la production de la région, qui tient compte des Schémas de Services Collectifs de l'Energie et de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production.
- l'ensemble de ces données permet de constituer des cartes de « zones de fragilité électrique » liées aux contraintes détectées aux horizons 2012 et 2020, mettant en évidence toutes les zones de la région pour lesquelles le renforcement ou le développement du réseau de transport sera vraisemblablement nécessaire, pour la bonne desserte de l'ensemble des clients.
- enfin, la liste des projets de développement du réseau déjà en cours de concertation ou d'instruction réglementaire est proposée, en regard des contraintes électriques identifiées.

1.4. Composition du document

Après un tour d'horizon des principaux enjeux liés au réseau de transport et à son développement, et une présentation du réseau de transport existant (chapitre 2), les principales hypothèses concernant l'évolution de la consommation et de la production d'électricité ainsi que les principes méthodologiques utilisés pour les élaborer sont exposés au chapitre 3.

Le chapitre 4 propose une classification des contraintes à résoudre, et décrit la façon dont elles sont détectées dans les études prospectives menées par RTE. Les principales d'entre elles, identifiées aujourd'hui à moyen/long terme, et les projets en cours de concertation ou d'instruction réglementaire permettant d'en résoudre une partie, sont ensuite décrits au chapitre 5.

2

2. Le réseau de transport d'électricité aujourd'hui

A la sortie des principales centrales de production, l'électricité est portée à Très Haute Tension (400 000 V et/ou 225 000 V) afin de pouvoir être transportée sur de longues distances. Jusqu'au consommateur final, l'énergie électrique circule en empruntant différents réseaux de lignes aériennes et souterraines de niveaux de tension décroissants : le réseau de transport d'électricité au niveau national et régional, exploité par RTE, puis les réseaux de distribution des collectivités locales exploités par les distributeurs d'électricité.

2.1 Fonctions du réseau de transport dans le système électrique

Avec ses 100 000 kilomètres de lignes aériennes et souterraines, le réseau de transport d'électricité² est au cœur du système électrique et assure une double fonction d'interconnexion :

- au niveau national, l'interconnexion des réseaux publics de distribution et des installations de production,
- au niveau international, l'interconnexion avec les réseaux de transport des pays voisins.

ainsi que le raccordement des consommateurs finals qui ne peuvent être raccordés à un réseau public de distribution.

iv. Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 000 V

Le réseau 400 000 V assure le transport de l'énergie à travers tout le territoire français. Il alimente les grandes zones de consommation et assure également l'interconnexion avec les pays limitrophes ; les groupes de production les plus puissants y sont raccordés directement.

Ses principales fonctions sont :

- d'assurer l'équilibre entre production et consommation d'électricité à l'échelle du territoire national et de compenser les déséquilibres intra, interrégionaux et internationaux ;
- d'assurer un secours mutuel entre pays interconnectés dès que l'un d'eux enregistre un déficit de production ou une surconsommation imprévue, afin de limiter les risques d'incidents généralisés ;
- de permettre des échanges d'énergie sur l'ensemble du territoire français et avec les pays voisins dans le cadre du marché européen de l'électricité.

² Plusieurs niveaux de tension composent ce réseau : 63 000 V, 90 000 V, 225 000 V et 400 000 V, et de façon plus marginale, les ouvrages à 150 000 V.

v. Les réseaux de répartition 225 000 V et Haute Tension

Les ouvrages de tension à 63 000 V, 90 000 V et 225 000 V constituent les réseaux de répartition, qui jouent un rôle d'irrigation régionale : ils acheminent l'énergie électrique depuis les postes de transformation 400 000 V, et les groupes de production qui leur sont directement raccordés, vers les postes sources des distributeurs. Les grands clients industriels sont également raccordés directement aux réseaux de répartition.

2.2 Les enjeux du développement du réseau

vi. Les objectifs du développement

La mission de développement du réseau de transport telle que définie par la loi du 10 février 2000 modifiée (*article 2*) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins,
- le raccordement et l'accès à ce réseau dans des conditions non discriminatoires.

L'article 15 de la loi précise notamment que « *le gestionnaire du réseau de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité³, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, tout en tenant compte des contraintes techniques qui pèsent sur celui-ci* ».

La sûreté et la sécurité

Garantir la sûreté et la sécurité du système électrique consiste à en maîtriser l'évolution et les réactions face aux différents aléas dont il est l'objet : court-circuits, évolution imprévue de la consommation, indisponibilité d'ouvrages de transport ou de production, agressions extérieures.

On distingue :

- la sécurité d'alimentation, c'est-à-dire la faculté d'alimenter les consommations raccordées au réseau à partir des centrales de production en respectant les engagements de qualité de fourniture de RTE vis-à-vis de sa clientèle, y compris en cas de perte d'un ouvrage. La perte d'un ouvrage peut être consécutive à un aléa d'origine externe (agression extérieure d'origine humaine ou climatique) ou à une panne (défaillance imprévisible d'équipements). Plus particulièrement, RTE veille à un bon niveau de fiabilité de ses ouvrages par des actions de maintenance courante, et surveille étroitement les ouvrages nécessitant des travaux de maintien en condition opérationnelle, pour lesquels peut se poser la question du renouvellement, ou de travaux lourds de réhabilitation. RTE s'assure enfin du dimensionnement adéquat des ouvrages ;
- la sûreté de fonctionnement qui consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire dans des cas extrêmes à une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une vaste zone. Dans cet objectif, la prise en compte des événements climatiques de ces dix dernières années et le retour d'expérience des tempêtes de l'hiver 1999 a conduit RTE à engager une politique nationale de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité. D'autres types d'incidents de grande ampleur peuvent conduire à un effacement généralisé du réseau, et sont liés à des phénomènes (surcharges en cascade, effacement de la

³ Sécurité au sens des personnes et des biens

tension ou de la fréquence, rupture de synchronisme) qui peuvent se succéder ou se superposer. Pour s'en prémunir, RTE met en œuvre des dispositions notamment au niveau de l'exploitation, qui ne relèvent pas d'actions de développement du réseau, et ne sont donc pas exposées dans le Schéma de Développement.

L'efficacité du réseau

Dans le cadre du marché concurrentiel européen, RTE doit assurer au moindre coût pour la collectivité le raccordement et l'accès des utilisateurs au réseau, qu'ils soient directement connectés au réseau du territoire national métropolitain ou qu'ils y accèdent via l'utilisation des interconnexions. Il doit pour cela s'efforcer de limiter les pertes⁴ sur le réseau et les congestions. Les phénomènes de congestions sont liés à des insuffisances de capacité des ouvrages qui peuvent amener le gestionnaire du réseau à modifier les programmes d'appel déclarés préalablement par les producteurs ou à limiter des échanges sur les interconnexions internationales dans certaines directions géographiques, ce qui pénalise la fluidité du marché.

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

2.3 Le contexte du développement du réseau

En avenir incertain

Concevoir une vision du développement du système électrique suppose de disposer d'une méthodologie de prévision des grandeurs caractéristiques du système électrique. Or l'évolution de ces grandeurs est entachée par un faisceau d'incertitudes qui rendent l'exercice de prévision délicat.

En premier lieu, il n'est pas envisageable de prévoir avec exactitude l'évolution des niveaux de consommation des différents clients, *a fortiori* à un horizon d'une dizaine d'années. Si l'on peut considérer de manière générale, que la consommation électrique du pays est liée au contexte économique (croissance), et au comportement individuel des consommateurs, le rythme de développement des usages de l'électricité (climatisation, informatique,...) tout comme l'impact des politiques de maîtrise de la demande est extrêmement difficile à anticiper. Toutefois des analyses sont conduites régulièrement par RTE, s'appuyant sur des projections concernant l'évolution des différents secteurs de l'économie menées au niveau national, et enrichies par la connaissance détaillée du tissu économique local (cf. chapitres 3.1 et 3.2).

L'instauration de la concurrence dans le domaine de la production d'électricité initiée par la Directive Européenne sur le marché intérieur de l'électricité [7], puis instituée par la loi du 10 février 2000, engendre de nouvelles incertitudes, tout particulièrement dans les domaines de l'évolution du parc de production, notamment éolien, et des échanges transfrontaliers.

⁴ Les pertes sur les ouvrages sont liées à l'échauffement des conducteurs lors du passage des flux d'énergie (effet Joule).

Il est donc particulièrement important d'intégrer au mieux les informations émanant des producteurs quant à la stratégie d'évolution de leur parc, en sachant qu'elles revêtent non seulement un caractère confidentiel, mais subissent de plus un manque de visibilité dans un contexte de recomposition du marché et d'apparition de nouvelles normes environnementales susceptibles de peser sur le choix des technologies de production. Une autre incertitude tient au caractère européen du marché qui rend la vision nationale très dépendante du développement des échanges d'électricité intracommunautaires, et s'accompagne d'une multiplication des acteurs qui rend plus difficile la constitution d'une vision globale.

Dans le souci de la préservation de l'environnement

Le contrat de service public, signé entre l'Etat, EDF et RTE, met l'accent sur l'insertion du réseau dans l'environnement, tout en veillant à en maîtriser le coût pour la collectivité.

Il contient un ensemble d'engagements et de recommandations qui portent sur les points suivants :

- une adaptation du réseau aux besoins, en optimisant d'abord les infrastructures existantes et en prolongeant la durée de vie des ouvrages existants pour éviter d'en créer de nouveaux,
- une réduction de la part des réseaux aériens dans la longueur totale du réseau public de transport d'électricité,
- une meilleure insertion des ouvrages dans le paysage,
- une maîtrise des impacts des travaux,
- une indemnisation du préjudice visuel causé aux riverains propriétaires d'habitation à proximité des réseaux 400 et 225 kV,
- une attention particulière portée à l'urbanisation au voisinage des lignes aériennes de tension supérieure ou égale à 130 kV,
- la mise en œuvre de mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité, dans le cadre d'une concertation sur chaque projet .

2.4 Caractéristiques du réseau en 2006

vii. Présence sur le territoire

Le tableau ci-dessous présente, au 31 décembre 2004, les longueurs des files de pylônes de lignes aériennes et de liaisons souterraines (63, 90, 150, 225 et 400 kV), tous propriétaires confondus, y compris le réseau Corse :

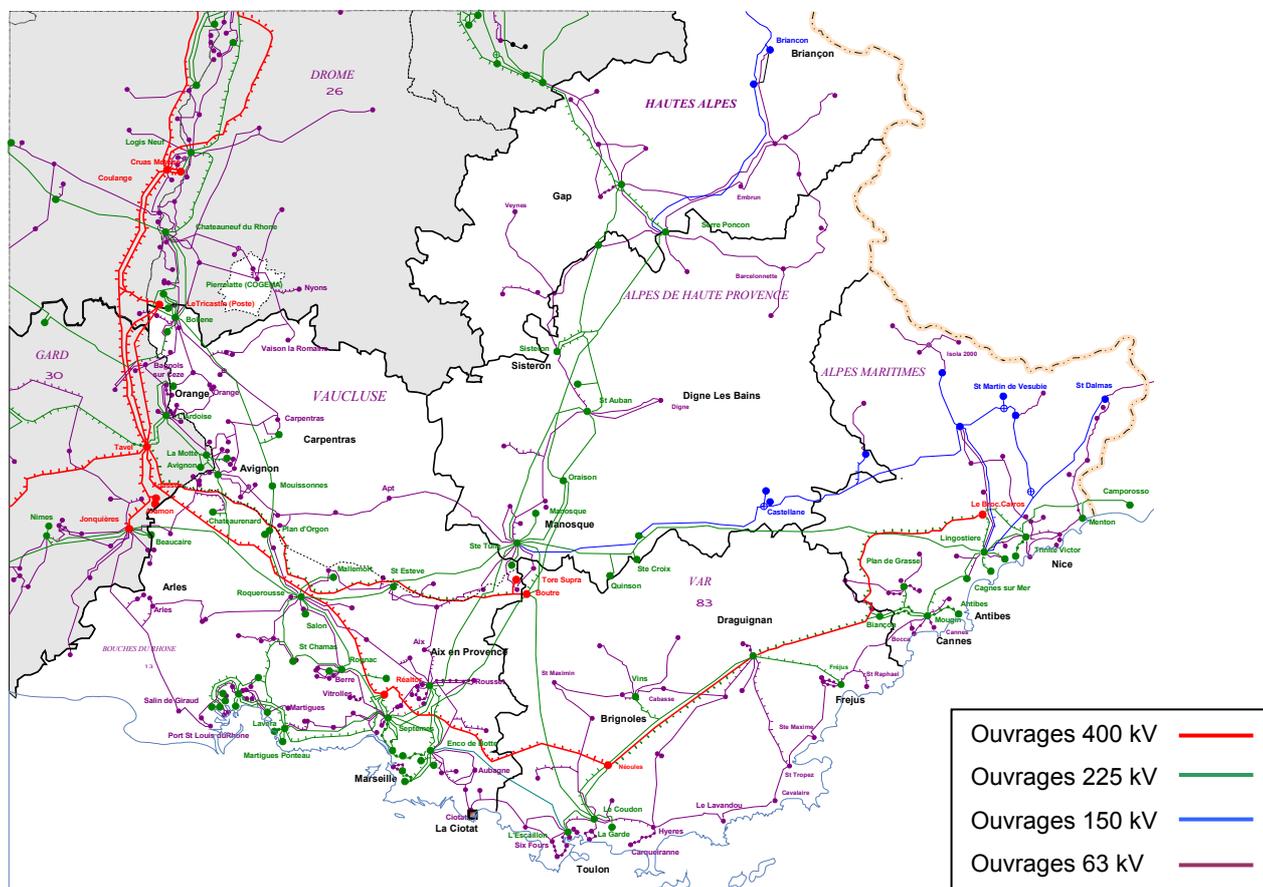
	Longueur totale des liaisons (files de pylônes et liaisons souterraines)		Longueur totale de circuits (aériens et souterrains)	
	National	Régional	National	Régional
400 kV	13 224 km	382 km	21 043 km	611 km
150 kV / 225 kV	22 461 km	2 064 km	27 590 km	2 606 km
63 kV / 90 kV	46 731 km	2 584 km	56 874 km	2 885 km

Les liaisons double ternes représentent les deux tiers des liaisons aériennes 400 kV, contre un cinquième environ pour les liaisons de tension inférieure.

Les caractéristiques des postes, tous propriétaires confondus (postes de transport et de transformation) sont les suivantes :

Tension primaire	Nombre de postes		Nombre de transformateurs		Puissance de transformation (MVA)	
	National	Régional	National	Régional	National	Régional
400 kV	166	4	263	8	119 571	4 800
150 kV / 225 kV	729	63	1220	84	109 653	7 524
63 kV / 90 kV	2927	123	75	0	2 530	0

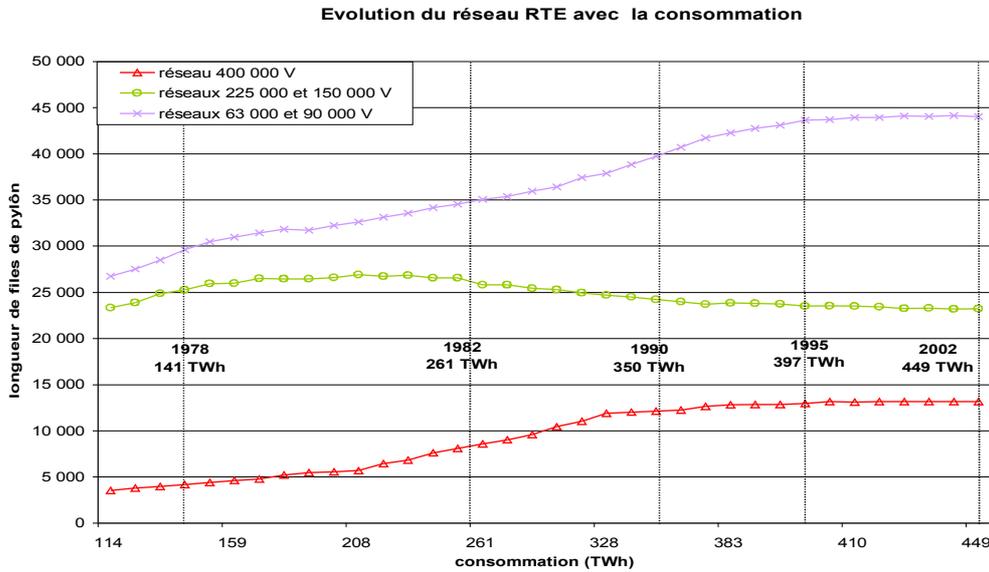
La carte ci-dessous représente l'ensemble du réseau de transport, tous niveaux de tension confondus.



Pour faciliter la lecture du document, cette carte est également dépliable en fin de document.

viii. Dynamique de développement et croissance de la consommation

Le graphe suivant retrace l'évolution du kilométrage de réseau en fonction de l'évolution de la consommation au cours du temps :

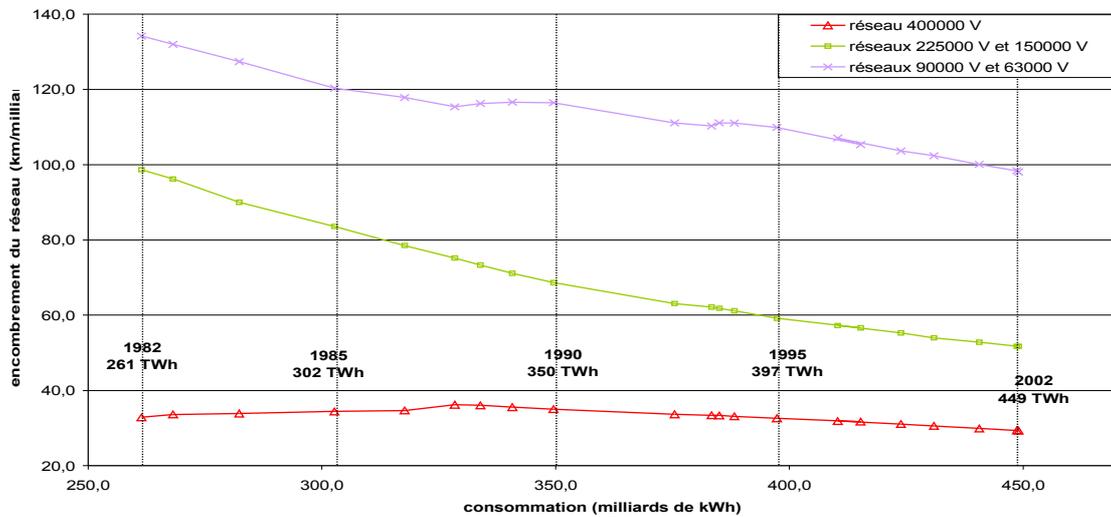


Le développement du réseau de grand transport à 400 000 V a connu une forte croissance sur une décennie à partir de la fin des années 1970, accompagnant le développement de la production nucléaire. Une accélération des investissements sur les niveaux de tension 90 000 V et 63 000 V a été consécutive à la mise en œuvre, à partir de la fin des années 1980, d'une politique d'amélioration de la qualité de fourniture, qui a abouti à un niveau de qualité globalement satisfaisant sur tout le territoire.

Si la construction du réseau de transport a accompagné le développement économique et la consommation d'électricité sur l'ensemble du territoire au cours des vingt dernières années, la longueur du réseau, tous niveaux de tension confondus, a peu augmenté en regard de la consommation.

Cette évolution traduit notamment une couverture relativement mature et homogène du territoire ainsi qu'une utilisation de plus en plus importante du réseau existant, comme le montre le graphe à la page suivante.

longueur du réseau rapportée à la consommation

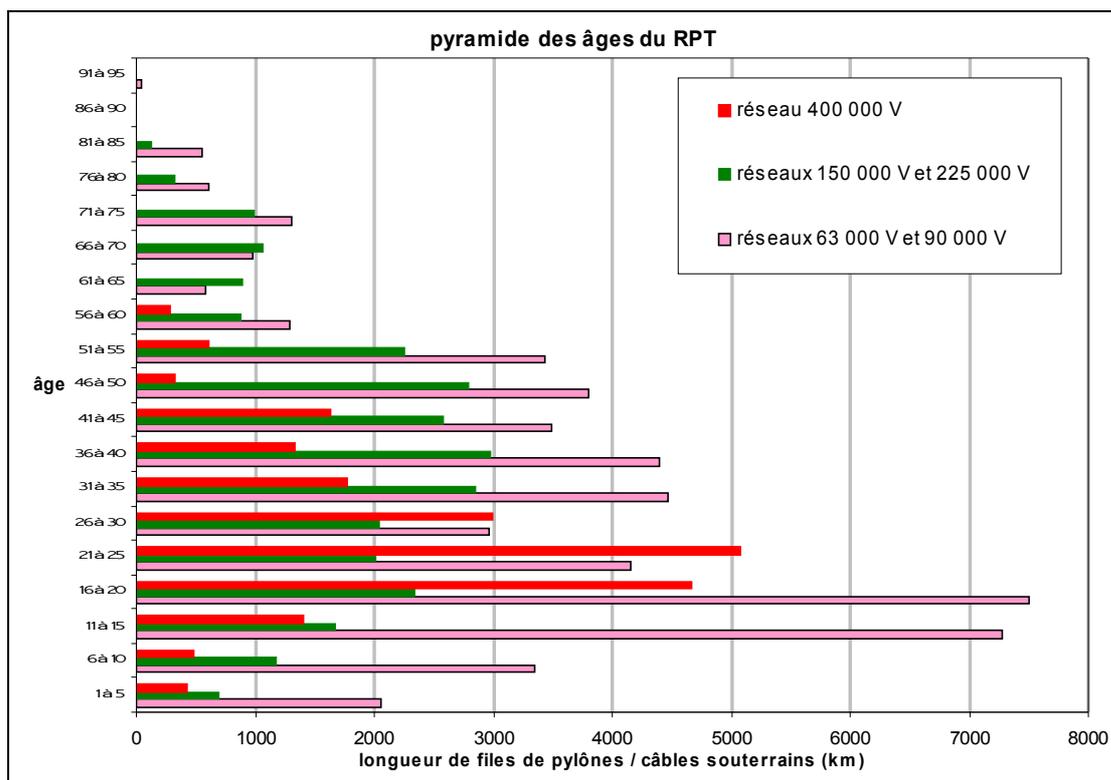


La pyramide des âges

Le développement progressif du réseau au fur et à mesure de la croissance de la consommation conduit à une large plage des âges des différents ouvrages qui composent le réseau actuel.

La pyramide des âges montre que plus de 16 000 km de réseau, essentiellement 63 000 V et 90 000 V ont plus de 50 ans au 31 décembre 2004, et presque autant appartiennent à la tranche 41-50 ans.

Ces ouvrages anciens ne sont pas nécessairement obsolètes, mais ces chiffres expliquent la montée en puissance de la question du vieillissement du réseau. Les lignes et postes représentent des investissements lourds et ont une durée de vie relativement longue, qui peut être prolongée largement au-delà de cinquante ans moyennant des opérations de réhabilitation.



3

3. Corps d'hypothèses

Les besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité à moyen/long terme sont étroitement liés à l'évolution de la consommation, des échanges entre pays, et de la consistance du parc de production, c'est-à-dire aux perspectives de développement économique et aux choix politiques en matière énergétique. L'élaboration d'un corps d'hypothèses constitue le préalable indispensable à tout exercice prévisionnel.

3.1 La tendance nationale

Conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, RTE établit tous les deux ans un **bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre demande d'électricité en France**. L'édition 2005 a été réalisée en relation étroite avec les travaux de Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPI) organisés par la DIDEME. L'objectif du Bilan Prévisionnel de RTE est de quantifier les moyens de production électrique supplémentaires à mettre en service dans les années à venir. Il est établi à partir d'hypothèses sur l'évolution de la demande et de l'offre arrêtées au 1er janvier 2005 et couvre la période 2006 – 2016.

ix. Pour la consommation électrique

Trois scénarios de prévisions de consommation sont envisagés :

- un scénario dit « R1 », caractérisé par une baisse sensible du niveau d'intervention de l'État en France, le marché devenant l'élément déterminant dans les mutations de la société française ;
- un scénario dit « R2 », se situant dans la continuité de l'intervention actuelle de l'État dans l'économie nationale ;
- un scénario dit « R3 », correspondant à un État très interventionniste notamment en matière écologique et environnementale.

De manière générale, l'hypothèse de croissance du PIB (~2,3%) induit une croissance de la consommation d'électricité relativement soutenue dans le secteur tertiaire et l'industrie.

Par ailleurs, la concrétisation progressive des actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) est supposée infléchir à terme la consommation des secteurs résidentiels et tertiaires. Dans le secteur de l'énergie, la baisse de consommation du site Eurodif (situé dans la Drôme), suite au changement de procédé d'enrichissement de l'uranium, représente l'équivalent de presque 3 années de croissance de la consommation.

Les deux scénarios les plus hauts (appelés R1 et R2) s'inscrivent dans la tendance actuelle, avec **1,7 % à 1,5 % de croissance annuelle jusqu'en 2010** et un ralentissement ensuite ; ils peuvent être considérés comme relativement équiprobables à court terme.

Le scénario de moindre croissance de la consommation (R3) illustre un contexte d'engagement environnemental. Il suppose dès aujourd'hui une inflexion forte en faveur d'actions de maîtrise de la demande d'électricité, ce qui rend sa réalisation peu probable à court terme.

	Energie annuelle en TWh			Taux de croissance annuel moyen			
	2005	2010	2020	2002-2010	2010-2020	2002-2010	2010-2020
R1	482,4	515	569	1,7 %	1,3 %	8 TWh/an	7 TWh/an
R2		508	552	1,5 %	1,2 %	7 TWh/an	6 TWh/an
R3		494	518	1,2 %	0,8 %	5 TWh/an	4 TWh/an

Dans le scénario de référence (R1) de l'exercice du Schéma de Développement, la consommation intérieure française, qui était de 482,4 TWh en 2005, atteint 515 TWh en 2010 et 569 TWh en 2020.

x. Pour la production

Les objectifs fixés par la PPI

La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI), sur 2005-2015, identifie les moyens de production, complémentaires aux investissements déjà connus, nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique du pays.

Après avoir transmis en juin dernier au Parlement le rapport relatif à la PPI, le ministre en charge de l'énergie, a pris le 7 juillet 2006 un arrêté fixant des objectifs, exprimés en termes de puissance à installer, pour les différentes sources d'énergie (nucléaire, fossile, renouvelable). Cet arrêté, qui détaille les investissements nécessaires pour que la rencontre entre l'offre et la demande d'électricité soit assurée, permet au ministre, quand les acteurs du marché n'ont pas prévu suffisamment d'investissements, de lancer des appels d'offres pour différentes catégories d'outils de production d'électricité.

En matière d'énergie renouvelable, l'arrêté prévoit un développement des filières pour porter leur production à 21% de la consommation en 2010. Ceci suppose de maintenir, voire d'augmenter, la production hydroélectrique et de développer très significativement l'éolien et également la production d'électricité à partir de biomasse. Pour soutenir le développement de ces énergies et conformément aux annonces faites par le Premier ministre, le 10 juillet, le ministre a d'une part signé des arrêtés révisant les tarifs d'obligation d'achat, d'autre part lancé la procédure d'appel d'offres pour des centrales de production d'électricité à partir de biomasse pour 300 MW.

En matière d'énergie fossile, le rapport prévoit la remise en service par EDF de 2600 MW de groupes fioul et la construction par EDF de 500 MW de turbines à combustion. Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il prévoit l'installation de moyens de semi-base ou de pointe complémentaires à hauteur de 800 MW en 2010 et 5200 MW en 2015. Ces besoins devraient être satisfaits essentiellement par des cycles combinés à gaz, deux fois moins émetteurs de CO2 que les centrales à charbon.

Le rapport PPI signale également l'existence de besoins d'investissements particulièrement urgents pour certaines zones géographiques : la région Provence Alpes Côte d'Azur, la Bretagne, la Corse, la Réunion et Mayotte.

Les scénarios d'évolution de la production

Jusqu'en 2016, le parc de production évolue sous l'effet combiné de la remise en service de trois tranches au fioul d'EDF⁵, de l'arrivée de l'EPR prévue en 2012, et de l'arrêt définitif d'ici 2015 des centrales au charbon qui ne respecteront pas les contraintes imposées par la réglementation environnementale.

Trois scénarios de développement des énergies renouvelables (EnR) ont été envisagés. Ils se différencient essentiellement par le développement de la filière éolienne, entre 1 500 MW dans le scénario « EnR bas » et 14 000 MW dans le scénario « EnR haut », lequel vise à atteindre l'objectif de 21% d'EnR en 2013. **Dans le scénario médian, 4 000 MW d'éolien en 2010 semblent correspondre aux estimations jugées réalistes par les acteurs du secteur.**

Selon les hypothèses de croissance de la consommation et de développement des EnR retenues, **des besoins en capacités de production supplémentaires apparaissent entre 2008 et 2010.**

Dans le scénario de référence de l'exercice Schéma de Développement « R1 », 1 500 MW supplémentaires sont nécessaires dès l'été 2008 pour passer l'hiver suivant en respectant le critère de sécurité utilisé (cf. chapitre 2.2). Des moyens supplémentaires sont encore nécessaires à hauteur de 1 700 MW à l'horizon 2010.

Ainsi, au-delà de 2010, il faudra développer 1 000 MW par an de nouveaux moyens, voire 1 200 MW par an si les actions de maîtrise de la demande d'électricité ne se concrétisent pas. Dans tous les cas, les moyens de production à développer devront être constitués pour partie de moyens de pointe (de type turbines à combustion par exemple) et pour partie de moyens de semi-base (de type cycle combiné au gaz par exemple).

xi. Pour les échanges aux frontières

Les échanges d'énergie entre les pays d'Europe répondent à une double finalité. Ils permettent d'une part le **secours mutuel** au sein de l'Europe, lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production, en faisant appel instantanément aux producteurs et transporteurs des pays voisins. Les interconnexions sont donc prioritairement utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité. Ils contribuent d'autre part au **bon fonctionnement du marché** concurrentiel, en permettant à un client d'acheter son énergie à un fournisseur d'électricité situé dans un autre pays de l'Union Européenne.

La France a acquis une position d'exportateur majeur en Europe depuis le milieu des années quatre-vingt (bilan exportateur de 58,6 TWh en 2004), en baisse régulière depuis 2002.

- Une partie des échanges est liée à des engagements fermes ou des contrats de long terme (vingt ans ou plus), conclus pour la plupart au tournant des années quatre-vingt-dix.
- L'autre part, de plus en plus importante, est réalisée dans le cadre des marchés de court terme qui se sont développés depuis la libéralisation du secteur électrique en Europe. En effet, les acteurs du marché achètent leur énergie aux prix les plus compétitifs, ce qui induit une forte variabilité des flux d'énergie au sein d'une même journée. Le dynamisme du marché de court terme est attesté par le volume total des

⁵ la remise en service d'une quatrième tranche, annoncée en mai 2005, n'est pas prise en compte dans les hypothèses du présent bilan.

échanges commerciaux impliquant la France. Ce volume (import + export) s'est accru de 107,8 TWh en 2002, à 113,2 TWh en 2003, 118,7 TWh en 2004 et 123,2 TWh en 2005.

Le réseau d'interconnexion est essentiel au bon fonctionnement du marché européen : le jeu du marché peut conduire à des volumes d'échanges supérieurs aux capacités de transport disponibles. Pour faire face à ces situations, RTE peut soit limiter l'accès au réseau, soit réaliser un réaménagement des programmes de production qui se répercute sur les coûts du transport.

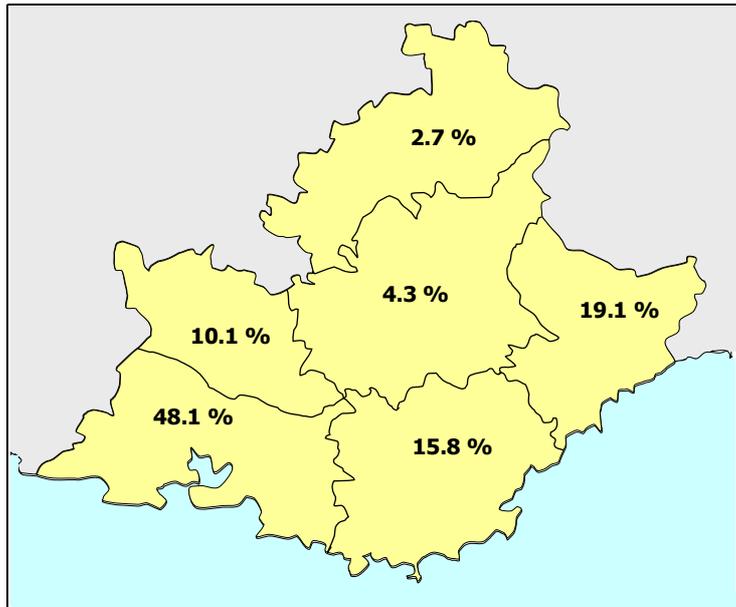
La Commission européenne souhaite que les congestions aux frontières soient résorbées et a fixé un objectif d'interconnexion électrique entre les Etats au moins équivalent à 10% de la capacité de production de chaque Etat membre⁶.

⁶ Cet objectif de 10%, fixé en mars 2002 au sommet européen de Barcelone, correspond au rapport entre la capacité totale d'interconnexion du pays et la capacité de production installée.

3.2 Au niveau régional

xii. L'énergie consommée en PACA

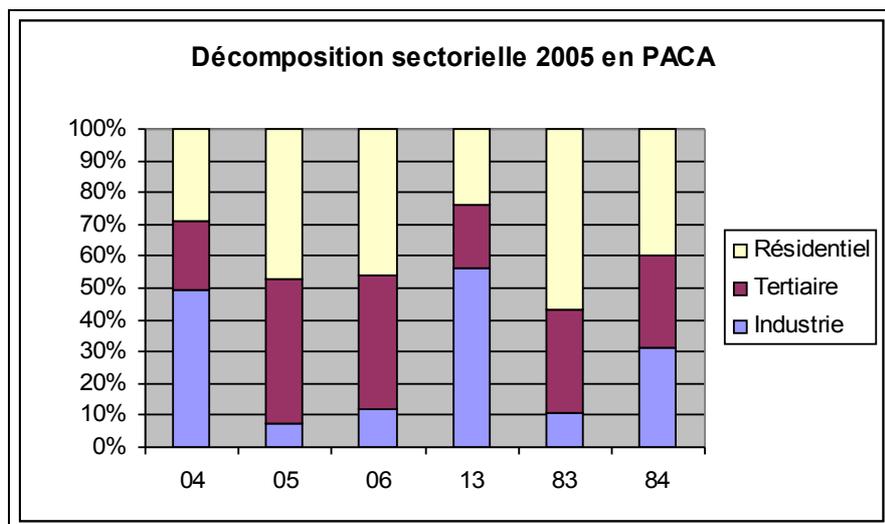
L'énergie électrique brute consommée en PACA⁷ en 2004 a été de **39.3 TWh** (source Observatoire Régional de l'Energie). La répartition géographique de l'énergie consommée est présentée sur la carte suivante :



Le département des Bouches du Rhône reste le département le plus consommateur de PACA avec près de la moitié de la consommation régionale. Les deux départements côtiers du Var et des Alpes Maritimes connaissent également une forte consommation.

Ainsi, la frange littorale représente près de 80 % de la consommation régionale.

La décomposition sectorielle de la consommation est contrastée selon les départements.



⁷ Non corrigée des effets climatiques

Si l'industrie est majoritaire dans les Alpes de Haute Provence, les Bouches du Rhône et représente encore un 1/3 de la consommation du Vaucluse, elle ne représente plus que 10 % de celles des Hautes Alpes, des Alpes Maritimes et du Var, départements où, a contrario, le domaine résidentiel représente environ la moitié des consommations (plus de 55 % dans le Var).

xiii. L'évolution de la demande depuis 2001

Les prévisions élaborées en 2003 lors du précédent Schéma de Développement estimaient la **consommation pour 2005 à 37 762 GWh** en considérant le scénario R2 et intégraient les actions du Plan Eco Energie appliqué aux départements du Var, des Alpes Maritimes et des Alpes de Haute Provence.

Si l'on considère des prévisions plus récentes basées sur un historique calé à partir de 2003, l'énergie consommée varie de **38 106 GWh (scénario R1)** à **37 999 GWh (scénario R2)** pour 2005.

Avec une consommation brute en 2004 de 39 330 GWh, l'énergie consommée en PACA est donc sensiblement supérieure aux prévision du scénario R1. Ceci est vrai pour tous les départements à l'exception des Alpes-de-Haute-Provence qui reste proche du scénario R2.

xiv. L'évolution de la population

Les études réalisées par l'INSEE en 2004 ont permis de mettre en évidence que la région PACA connaît toujours une évolution démographique plus forte que la moyenne France (0.57 % par an).

	Population recensée en 1990	Population recensée en 1999	Population recensée en 2004	Croissance annuelle de la population en % 1990-1999	Croissance annuelle de la population en % 1999-2004
Alpes de Haute Provence	130 883	139 561	144 397	0,7	0,7
Hautes Alpes	113 300	121 419	126 876	0,8	0,9
Alpes Maritimes	971 829	1 011 326	1 048 836	0,4	0,7
Bouches du Rhône	1 759 371	1 835 719	1 878 172	0,5	0,5
Var	815 449	898 441	950 382	1,1	1,1
Vaucluse	467 075	499 685	517 717	0,8	0,7
Total PACA	4 257 907	4 506 151	4 666 380	0,6	0,7

Les départements les plus concernés par cette dynamique démographique sont le Var, les Hautes Alpes et les Alpes Maritimes.

Le recalage sur les prévisions de consommation dû à l'accroissement de la population agit principalement sur les secteurs **résidentiel et tertiaire** ; ce qui provoque une évolution plus importante sur les départements du Var, des Alpes Maritimes et des Hautes Alpes.

xv. Les projets régionaux ayant un impact sur la demande

Plusieurs grands projets auront un impact sur la consommation régionale et le réseau électrique. Il s'agit principalement :

- Projets de développement des transports urbains : Ces projets concernent les villes de Nice, Toulon et Marseille.
- Projet de LGV Sud Est : l'horizon de mise en service de la nouvelle liaison serait 2020. Les besoins de sous stations pour RFF auront un impact sur la consommation tertiaire des départements concernés (Bouches du Rhône, Var et Alpes Maritimes) ainsi que sur le développement du réseau électrique pour alimenter les sous stations.
- Projet ITER : le site atteindrait sa consommation industrielle dès 2014. Ce projet, à travers les emplois directs et indirects créés, pourrait accélérer le développement démographique dans les Alpes de Haute Provence, Bouches du Rhône et Vaucluse (+ 2000 personnes /département). Les besoins électriques du futur réacteur ITER se caractérisent par des appels de très forte puissance pour des durées courtes (« pulses ») et nécessitent un raccordement au réseau à 400 kV.
- Projets de développement EUROMEDITERRANEE : la consommation de la zone est déjà en augmentation.

xvi. L'évolution future de la demande électrique

Sur la base du choix du scénario R1 proposé pour l'élaboration nationale du Schéma de Développement et afin de prendre en compte les effets potentiels du Plan Eco Energie, l'instance de concertation mise en place pour l'élaboration du présent Schéma de Développement a décidé lors de la réunion du 31 janvier 2006 de considérer deux scénario d'étude : R1 et R2.

Les taux de croissance annuel moyen des consommations sont présentés ci-dessous :

TCAM	2000-2005	2005-2012		2012-2020	
	Réalisé	R1	R2 + PEE	R1	R2 + PEE
Alpes de Haute Provence	0,29	-0,21	-0,32	1,48	1,40
Hautes Alpes	2,71	1,57	1,48	1,16	1,07
Alpes Maritimes	2,72	1,66	1,53	1,22	1,11
Bouches du Rhône	1,80	1,98	1,85	1,12	1,02
Var	2,75	1,49	1,39	1,09	1,00
Vaucluse	2,19	1,27	1,15	1,00	0,89
TOTAL PACA	2,10	1,67	1,55	1,14	1,04

La répartition en énergie sur les différents départements et aux horizons 2012 et 2020 est alors la suivante (pour le scénario R1) :

GWh	2004	2012	2020
Alpes de Haute Provence	1680	1713	1927
Hautes Alpes	1048	1142	1252
Alpes Maritimes	7511	8155	8983
Bouches du Rhône	18932	21532	23541
Var	6197	6215	6777
Vaucluse	3962	4038	4374
TOTAL PACA	39330	42795	46854

La prise en compte du scénario R2 montre un gain induit par la Maîtrise de Demande de l'Énergie (MDE) **de 500 GWh en 2012 et 900 GWh en 2020**. Ces chiffres sont importants mais ils ne représentent **qu'un à deux ans de croissance de la consommation**.

Ainsi, l'impact de la MDE sur l'évolution de la consommation permet de repousser les contraintes **d'un an à l'horizon 2012 et de deux ans à l'horizon 2020**.

Des actions de MDE bien ciblées peuvent avoir des impacts significatifs sur les puissances de pointe. En outre, la mise en œuvre du GIP, annoncée par le ministre de l'industrie après l'annulation de la DUP de BBC, devrait permettre de renforcer de manière sensible son impact.

Ainsi, la MDE ne semble pas en mesure d'enrayer la croissance de la consommation mais peut permettre :

- de retarder l'apparition d'une contrainte dans des zones à faible dynamique d'évolution de consommation
- de diminuer les criticités des contraintes sur les zones à forte dynamique de consommation
- de pérenniser dans le temps l'impact d'un renforcement réseau.

xvii. La production électrique en PACA

La capacité de production totale raccordée au réseau RTE en Région Provence Alpes Côte d'Azur s'élève à 5 350 MW se répartissant en :

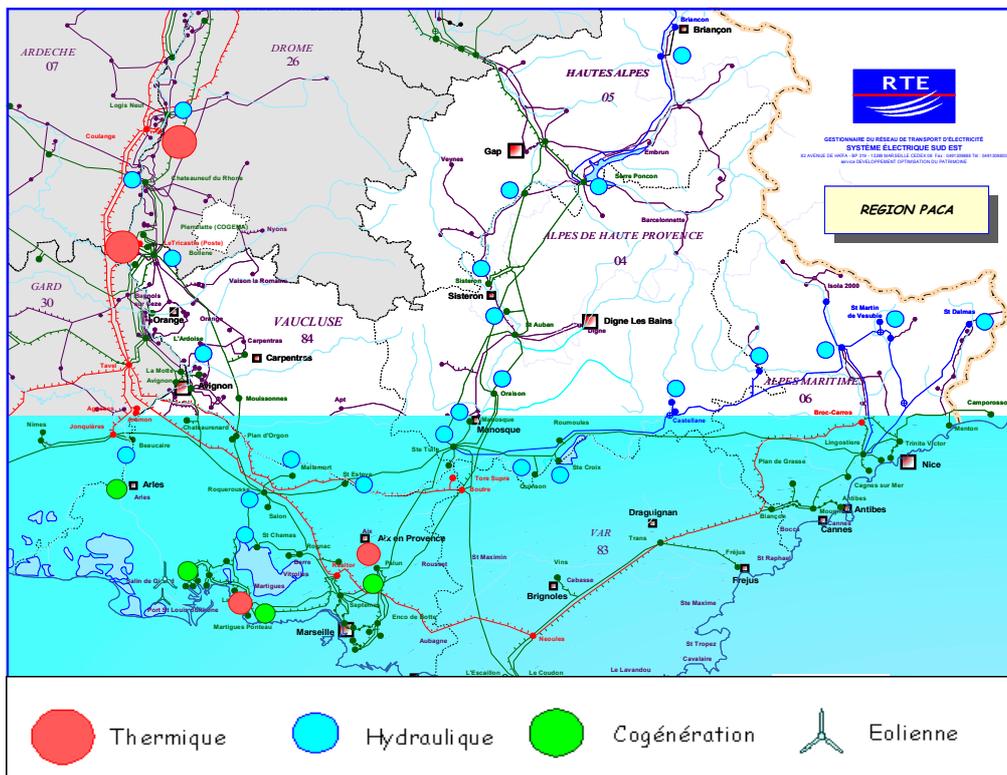
- Usines hydrauliques : 3150 MW (hors limitations environnementales)
- Centrales thermique : 2150 MW (hors limitations environnementales)
- Eolien : 20 MW

La production régionale totale injectée sur les réseaux de RTE et des distributeurs s'est élevée à **17 340 GWh en 2004** (source Observatoire Régional de l'Énergie), la contribution des divers moyens de production étant la suivante :

- Usines hydrauliques : 9.5 TWh
- Centrales thermiques : 4.1 TWh
- Autoproduiteurs : 3.5 TWh dont 2.2 TWh de cogénération
- EnR : 0.2 TWh en 2004

Ainsi en 2004, le taux de couverture des besoins de consommation par la production de la Région est de 44 %. Ce taux varie en fonction du niveau de la production hydraulique, lui-même très lié au niveau des précipitations. Il est toutefois rarement supérieur à 50% ((53 % en 2001). Le reste de l'électricité est importé depuis le réseau national.

La localisation géographique des moyens de production régionaux ainsi que leur type est précisée sur la carte suivante :



xviii. Le potentiel de développement de la production en PACA

La production de développement de la Région est réelle avec :

- La réalisation du terminal méthanier de GDF qui garantit une disponibilité importante de gaz naturel sur la zone de Fos
- Des sites potentiellement attractifs sur des sites de production existants (Gardanne, Martigues Ponteau, Aramon), des plaques industrielles (Fos, Lavera) ou même des nouveaux sites à aménager (appel à projet du PAM).

Les travaux du Collectif Régional de Concertation sur l'Énergie réalisés en 2004 dans le cadre du Groupe de Travail « Énergie comme Outil Industriel » prévoyaient un portefeuille des outils de production électrique en 2015 de :

	TWh	2003	2015
Hydraulique (productible entre 10 à 13 TWh/an)		9,60	10,00
Thermique Charbon		3,40	3,00
Thermique Fioul		0,60	0,60
Autoproductions dont cogénération		3,30	3,30
Déchets et Biomasse (8000 h /an)		0,20	0,70
Cycle Combinés			9,90
Eolien PACA			1,00
Photovoltaïque			0,40
Petite hydraulique (potentiel + 75 MW)		0,40	0,50
TOTAL productions régionales		17,50	29,40

En cohérence avec le « Bilan Prévisionnel de l'Offre et de la Demande d'électricité en France » et les travaux du Collectif Régional de Concertation sur l'Énergie, l'instance de concertation a décidé lors de la réunion du 31 janvier 2006 de considérer les hypothèses suivantes :

- A l'horizon 2012 : les sites de production existants sont conservés et 3 cycles combinés au gaz supplémentaires seront raccordés au réseau (zone de Fos – Lavéra et Gardanne)
- A l'horizon 2020 : 2 cycles combinés au gaz supplémentaires (zone de Fos – Lavera) seront raccordés au réseau.

La production supplémentaire à partir de sources d'énergie renouvelables actuellement en attente de raccordement a également été prise en compte pour l'élaboration de ce Schéma de Développement. Enfin, aucun projet de zone de développement éolien suffisamment avancé pour être intégré dans ce schéma de développement n'a été identifié. Il a toutefois été tenu compte du projet « OPALE » visant à accueillir 120 MW de production éolienne sur des terrains du Port autonome de Marseille à Fos-sur-Mer.

Indépendamment de ce projet de production éolienne, un projet de zone de développement de l'éolien, dans le département des Hautes Alpes (ZDE de "Grand Bois"), est en cours d'instruction par la DRIRE PACA.

4

4. Les différents types de contraintes

4.1 Typologie

Une « zone de fragilité électrique » correspond à un ensemble de points du réseau où l'on identifie, à plus ou moins long terme, une contrainte induisant un risque de non-respect d'un ou plusieurs objectifs assignés au réseau, tels qu'ils ont été exposés au chapitre 2.2. On considère dans cet exercice uniquement les contraintes du réseau dont la résorption implique des travaux importants, soumis aux arbitrages de la collectivité.

Ces contraintes ont été groupées en cinq catégories :

- le **raccordement** de nouveaux clients au réseau RTE ;
- la **sécurité d'alimentation** des clients et/ou la sécurisation de l'alimentation d'une ville ou d'une poche de consommation ;
- la **performance technique et économique** du système électrique ;
- le **maintien en condition opérationnelle** du patrimoine ;
- la **sécurisation mécanique** des ouvrages pour faire face aux événements climatiques extrêmes.

1. Le raccordement des clients

Il s'agit des besoins d'adaptation du réseau pour le raccordement au réseau de transport d'un client (consommateur ou producteur), qu'il s'agisse d'un nouveau raccordement ou d'un renforcement de raccordement existant. Les besoins relatifs aux raccordements des postes sources, qui correspondent à un besoin de développement des réseaux de distribution, figurent également dans cette catégorie.

Ce besoin d'adaptation du réseau concerne le raccordement physique des installations du client : nécessité de créer des liaisons pour raccorder le client (suivant sa situation géographique) au réseau public de transport.

L'impact de ce raccordement sur le réseau public de transport est traité dans le cadre des contraintes de sécurité d'alimentation ou de performance technique. En effet, il peut être nécessaire de renforcer le réseau en amont, par exemple pour alimenter un client consommateur (contrainte de type « sécurité d'alimentation ») ou évacuer la production d'un client producteur (contrainte de type « performance technique et économique du système »).

2. La sécurité d'alimentation

Ce type de contrainte regroupe les zones sujettes à des risques de dégradation de la qualité de fourniture (coupures de la clientèle ou chutes de tension), liés à une trop faible capacité du réseau existant, en particulier en cas d'incidents survenant sur des ouvrages.

Un indicateur de criticité sera associé à chaque contrainte de type sécurité d'alimentation. Il présentera la profondeur (en MW) de la coupure potentielle associée à la contrainte et ce, à l'échéance d'apparition de la contrainte :

- 1 : Contrainte d'ampleur **limitée** - 0 à 50 MW coupés
- 2 : Contrainte d'ampleur **moyenne** - 50 à 200 MW coupés
- 3 : Contrainte de **grande agglomération ou zone étendue** – 200 à 1000 MW coupés
- 4 : Contrainte de **grande ampleur** – plus de 1000 MW coupés.

3. La performance technique et économique du système

Ce type de contrainte est lié à une inadéquation du réseau face aux besoins de fluidité du marché de l'électricité. Dans le cas où des ouvrages ne peuvent supporter les flux d'énergie qui découlent des programmes d'appel fournis par les producteurs, RTE est amené à demander des modifications de ces programmes d'appel, ou la limitation des échanges commerciaux dans une direction donnée. Le surcoût d'exploitation résultant de la « désoptimisation » du programme de production initial est supporté in fine par l'ensemble des utilisateurs.

4. Le maintien en condition opérationnelle du patrimoine

Ce type de contrainte concerne les ouvrages anciens pour lesquels se pose la question du renouvellement ou de travaux lourds de réhabilitation pour le maintien en exploitation, dans le respect des objectifs de sûreté de fonctionnement du système.

Le vieillissement de chaque ouvrage dépend essentiellement des choix techniques qui ont présidé à sa conception, et de son environnement : un ouvrage ancien n'est pas nécessairement obsolète. Les politiques techniques de maintenance et de renouvellement ont pour objectif de tirer le meilleur parti des infrastructures existantes, et le renouvellement ne se décide pas sur un simple critère d'âge, mais en examinant de façon globale l'importance et la qualité du service rendu.

5. Robustesse face aux phénomènes climatiques extrêmes

Les événements climatiques survenus ces dix dernières années et le retour d'expérience des tempêtes de 1999 a conduit RTE à engager une politique de sécurisation des ouvrages du réseau de transport d'électricité, en considérant le nouvel arrêté technique du 17 mai 2001⁸ (nouvelles normes de résistance mécanique aux conditions climatiques). Cette politique vise à garantir, lors d'événements climatiques exceptionnels, la sûreté de fonctionnement du système électrique et la continuité d'alimentation de la clientèle, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens.

Cette politique s'applique au patrimoine existant et le Schéma de Développement n'a pas vocation à présenter le détail des ouvrages concernés par les opérations de sécurisation prévues. Cependant, compte tenu de l'importance de ces dossiers, qui localement peuvent interférer avec les questions de développement de réseau, nous en présentons ici les axes majeurs.

La politique nationale de sécurisation mécanique du réseau se décline en deux volets :

⁸ L'arrêté technique interministériel fixe les « conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique ».

- 2) d'une part, les mesures de remise à niveau destinées à traiter à moyen terme les faiblesses du réseau identifiées lors des événements climatiques des années 90;
- 3) d'autre part, le déploiement du programme de sécurisation mécanique du réseau sur une quinzaine d'années.

Mesures de mise à niveau

Lors des événements climatiques des années 1990, des faiblesses de composants ou d'ouvrages du réseau avaient été identifiées en ce qui concerne les lignes aériennes. Des travaux de mise à niveau avaient déjà été menés pour certains ouvrages. L'objectif est maintenant d'assurer la mise en œuvre des correctifs nécessaires sur l'ensemble du réseau existant.

De façon détaillée, ces mesures se déclinent selon les trois programmes suivants :

- **le programme "Tranchées Forestières"**, qui consiste en l'élargissement des tranchées forestières sous les lignes aériennes conformément aux directives internes de façon à garantir l'absence de contact électrique conducteurs / végétation, dans un cadre convenu d'hypothèses.
- **le programme "Pylônes faible marge"**, destiné à l'identification des pylônes utilisés à la limite de leur dimensionnement (compte tenu des conditions réglementaires prévalant à la date de construction) puis à leur renforcement par la pose d'éléments mécaniques supplémentaires.
- **le programme "Fondations à risque"**, destiné à l'identification et au renforcement des fondations des pylones présentant des performances de tenue insuffisantes.

Programme de sécurisation mécanique des ouvrages

Le programme de sécurisation mécanique des lignes aériennes vise à avoir un dimensionnement des ouvrages du réseau de transport d'électricité qui permette d'assurer le fonctionnement du système dans des conditions de sûreté suffisantes et de garantir la reprise d'alimentation de façon à respecter les engagements suivants, une fois le déploiement de la politique finalisé :

- en cas d'événements similaires à ceux de décembre 1999, la quasi-totalité des postes reste alimentée
- au-delà, pour les tempêtes de force supérieure, la reprise de service doit être assurée en moins de 5 jours.

Pour ce faire, chaque poste du réseau de transport d'électricité devra être doté, à l'issue du déploiement de la politique, d'une alimentation mécaniquement sûre permettant de garantir la tenue de la ligne dans les conditions climatiques nouvellement définies. Les lignes concernées sont identifiées en tenant compte des perspectives d'évolution des ouvrages.

En premier lieu, des dispositifs anti-cascade sont mis en œuvre sur les ouvrages ou portions d'ouvrages identifiés. Ils visent à interposer à intervalles réguliers des supports dont la tenue mécanique permet de circonscrire le phénomène de ruine à un nombre limité de pylônes ; ceci facilite la réalimentation rapide des clients en évitant la ruine par entraînement d'un nombre élevé de supports d'un ouvrage, lors d'événements climatiques tels que givre ou tempête.

Dans un second temps, la sécurisation des lignes retenues est réalisée sur l'intégralité de leur longueur.

Par ailleurs, des mesures sont adoptées en terme de dimensionnement des ouvrages du réseau de transport placés à proximité des zones d'habitations et des voies de communication importantes, afin de réduire les conséquences de tels événements climatiques exceptionnels sur la sécurité des personnes et des biens.

4.2 Détection des contraintes : méthode

Différentes méthodes sont utilisées selon le type de contrainte.

On distingue en premier lieu les contraintes relatives au fonctionnement du réseau, c'est-à-dire au rôle de chaque ouvrage dans le système électrique. Ces contraintes sont généralement liées aux limitations des capacités thermiques des ouvrages, qui peuvent engendrer des risques de coupures sur la clientèle, entraver la fluidité du marché (par la limitation des échanges trans-frontaliers ou par la désoptimisation des programmes d'appel des producteurs), ou pénaliser l'arrivée d'un client producteur ou consommateur. Ces contraintes sont détectées par une méthode d'analyse par simulation numérique des situations pour lesquelles des risques potentiels sont identifiés.

Les autres contraintes sont liées à l'état du patrimoine, c'est-à-dire à l'adaptation aux nouvelles normes techniques ou aux effets du vieillissement du réseau. Elles concernent donc la problématique du maintien en conditions opérationnelles du patrimoine et de la sécurisation mécanique des lignes. Elles sont détectées par la connaissance approfondie, par le biais d'expertises, de chacun des équipements présents sur le réseau.

i. Simulation des situations à risque

L'analyse par simulation numérique de situations à risques permet d'anticiper les insuffisances du réseau sur la base des hypothèses de consommation et de production retenues à un horizon de temps donné. Un outil de calcul informatique modélise l'ensemble des clients (consommateurs et producteurs) et simule certains états du système électrique et en analyse l'incidence pour la clientèle, afin d'identifier les situations « à risque ». L'analyse porte à la fois sur la fréquence des situations et leur criticité pour la clientèle. Le croisement de ces deux paramètres permet de déterminer la gravité de la situation, qui traduit le degré de contrainte sur le réseau.

Situations étudiées

Une « situation » est caractérisée par :

- **Un état du système électrique**, c'est-à-dire :
 - un niveau de consommation et de production des clients, compte tenu de leurs variations journalières et annuelles, donc sur un palier horaire donné ;
 - les capacités thermiques des ouvrages du réseau public de transport qui dépendent de la saison (les capacités des ouvrages sont plus faibles en été).

- Un **ensemble d'aléas** affectant ce système :
 - les aléas relatifs au niveau de consommation et de production (grand froid, forte ou faible hydraulité, présence de vent...),
 - les incidents pouvant intervenir sur le réseau public de transport soit sur aléa extérieur ou sur défaillance d'un ouvrage.

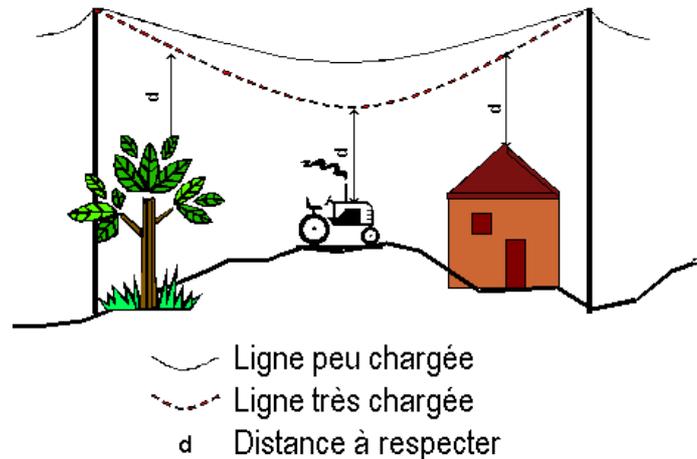
La combinaison de ces aléas permet de construire un ensemble de situations, dont les plus critiques sont généralement les suivantes :

- pour la **période d'hiver**, où les consommations sont souvent les plus fortes, on étudie deux régimes de fonctionnement du réseau :
 - le régime normal ou « N », correspondant à une situation normale d'exploitation du réseau, c'est-à-dire où tous les éléments du réseau sont disponibles. Ce régime est étudié avec un niveau de consommation élevé (correspondant à une période de grand froid).
 - le régime dégradé ou « N-1 », correspondant à la perte d'un élément réseau (liaison ou transformateur) avec consommations normales. L'étude de cette situation est très importante, puisque celle-ci se présente non seulement en cas de panne, mais également lors des consignations d'ouvrages nécessaires pour travaux de maintenance ou de développement. De plus, c'est dans ce régime que les situations sont les plus contraignantes, la même puissance étant à transiter à travers un nombre plus réduit d'ouvrages.
- pour la **période d'intersaison** (printemps et automne), où les consommations sont parfois encore soutenues, alors que les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont déjà réduites on étudie :
 - le régime « N » avec consommations élevées (période de froid)
 - le régime « N-1 » avec consommations normales
- pour la **période d'été**, où les capacités thermiques des ouvrages du réseau sont minimales et où le niveau de consommation des industriels (ou le niveau de production de certains producteurs) peut être élevé : on étudie les régimes N et N-1 avec consommations normales.

En régime normal (N) ou dégradé (N-1), les ouvrages du réseau doivent être capables de respecter les limites d'intensité admissible dans les conducteurs induites par les contraintes d'échauffement de ceux-ci. Les limites thermiques des ouvrages dépendent du type de conducteur, et du régime auquel ils sont soumis (N ou N-1⁹). En cas de dépassement de ces limitations, les ouvrages peuvent non seulement subir une détérioration des conducteurs, mais également induire des problèmes de sécurité dus au non-respect des distances minimales sous les ouvrages, du fait de l'allongement des conducteurs par échauffement.

Ce phénomène est illustré par le dessin ci-dessous.

⁹ les ouvrages sont capables de supporter un certain niveau de surcharge en N-1, mais pendant une durée limitée.



Evaluation de l'impact sur le réseau électrique

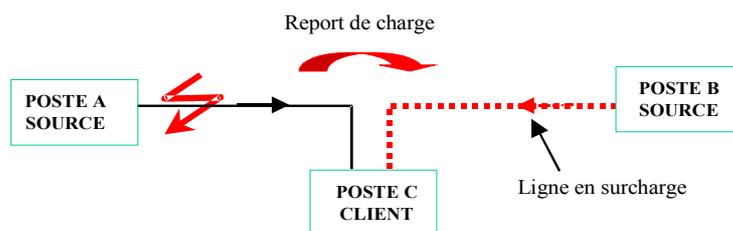
Les outils de simulation numérique permettent de quantifier la gravité des situations étudiées (fréquence de la situation et impact pour la clientèle). Notons que suivant les régions, les points horaires où apparaissent les contraintes ne sont pas forcément homogènes (contraintes d'été liées à l'évacuation de l'hydraulique, couplées à une demande forte dans les régions du sud, contraintes d'hiver liées à la pointe de la consommation ailleurs).

Les deux exemples ci-dessous illustrent la problématique des régimes « N-1 » et les conséquences en terme de contrainte qu'elle peut induire :

Exemple 1 : sécurité d'alimentation

Le schéma suivant décrit une portion du réseau où un poste client consommateur C est alimenté à partir de deux postes sources A et B.

Dans le cas où un défaut survient sur l'ouvrage reliant le poste client au poste source A, l'ouvrage reliant le poste source B au client C peut entrer en surcharge, et il en résulte un risque de coupure du client.



Ce type de contrainte liée à la sécurité d'alimentation est caractéristique des réseaux de répartition, qui ne disposent généralement pas d'autre marge de manœuvre que la coupure de la clientèle pour résoudre la surcharge due à la perte d'un ouvrage. Le mode de détection de ces contraintes est généralement déterministe : les situations à risque correspondent à des points horaires particuliers (passage de la pointe d'hiver, par exemple) et des incidents bien identifiés. La criticité de la situation est liée à la fréquence de l'incident, et au volume d'énergie non distribuée sur la période de temps considérée.

ii. Analyse de la qualité de fourniture

La qualité de fourniture recouvre une large gamme de perturbations affectant l'onde électrique (creux de tension, harmoniques, flicker, taux de déséquilibre) ou sa continuité (coupures longues et brèves¹⁰). Un certain nombre de contrats¹¹ définissent les engagements mutuels à respecter par RTE et ses clients en matière de qualité de fourniture.

L'état des lieux de la qualité de fourniture observée sur le réseau à la fin des années 1980 a conduit EDF à engager à partir de 1992 une politique volontariste d'amélioration de la qualité. Celle-ci a conduit à des niveaux de qualité aujourd'hui globalement satisfaisants sur tout le territoire. Ainsi, excepté certains « points noirs » qui subsistent dans ce domaine, la politique de RTE est de maintenir le niveau de qualité actuelle

A l'heure actuelle les engagements de RTE en matière de coupures longues et brèves sont basés sur des moyennes constatées les années précédentes.

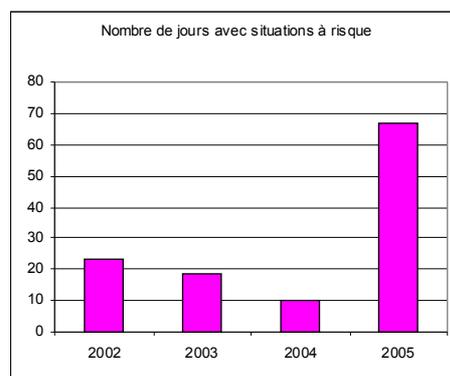
En cas de non-respect de ces engagements, des études ciblées sont conduites et l'intérêt de procéder à un renforcement du réseau est examiné au cas par cas, en fonction de la rentabilité économique et de la sensibilité de la clientèle.

De ce fait, le Schéma de Développement n'aborde pas de manière spécifique les aspects qualité de fourniture, excepté quelques points dûment identifiés.

Analyse de la Qualité de fourniture en région PACA :

En Région Provence Alpes Côte d'Azur, plusieurs phénomènes impactent la qualité de l'Electricité.

L'insuffisance du réseau à Très Haute Tension pour alimenter la zone Est PACA (zone à consommation élevée) impacte très fortement la Qualité de l'Electricité puisque aujourd'hui l'alimentation de la zone Est PACA n'est pas garantie pendant un certain nombre de jours dans l'année. Le graphe suivant illustre l'évolution du risque depuis 2002 :



¹⁰ **coups brèves** : interruptions de l'alimentation électrique comprises entre 1 seconde et 3 minutes. On rencontre surtout ce type de coupures lorsque le réseau est capable d'éliminer lui-même le défaut et de reprendre automatiquement l'alimentation de la clientèle. La durée de la coupure correspond au temps de fonctionnement des protections d'élimination du défaut et des automatismes de reprise de service.

coups longs : interruptions de l'alimentation électrique supérieures à 3 minutes. Elles correspondent souvent à des défauts longs sur un ouvrage du réseau de transport sans possibilité de reprise automatique de la clientèle par un quelconque secours. Des manœuvres, dont le délai est supérieur à 3 minutes, sont nécessaires et se révèlent parfois suffisantes pour réalimenter la totalité de la clientèle.

¹¹ Contrats d'Accès au Réseau de Transport (CART) avec les clients industriels, contrats avec les gestionnaires de réseaux de distribution, ou avec les producteurs.

On entend par situation à risque des périodes pendant lesquelles la capacité du réseau électrique est presque totalement utilisée et où le moindre aléa comme l'indisponibilité d'une ligne stratégique (suite à un foudroiement par exemple) aurait des conséquences extrêmement importantes avec des coupures de l'alimentation électrique sur des zones très étendues. On pourra se reporter à la description des fragilités « Littoral Est PACA » et « Sûreté PACA » du présent document.

Le nombre de « jours à risques » élevés, vécus en 2002 et 2003, s'explique par des conditions climatiques et conjoncturelles difficiles pour la gestion du réseau – à savoir une période de sécheresse pénalisant la production hydraulique des vallées de la Durance et du Verdon en 2002 et des incendies nécessitant la mise hors tension de lignes électriques en 2003.

Si l'année 2004 a été plus favorable avec un risque moindre, la vague de froid vécue pendant l'hiver 2004-2005 sur la Région a généré des situations à risque pouvant faire craindre pour l'alimentation électrique de toute la région. L'hiver 2005-2006, même sans vague de froid extrême, a été vécu avec encore trop de situations à risque (plus de 25 jours sur le premier trimestre 2006).

Le risque incendie est également fort sur la région et impacte le réseau électrique. En effet, en cas d'incendie à proximité de lignes électriques, la mise hors tension de ces lignes est parfois nécessaire afin de permettre l'intervention des pompiers. La mise hors tension d'une ligne ne se traduit pas nécessairement par une coupure de l'alimentation électrique mais elle réduit les capacités du réseau. Par contre, il arrive fréquemment qu'il faille mettre hors tension plusieurs lignes. C'est notamment le cas lorsque deux lignes sont regroupées sur une même file de pylônes. Les conséquences sur la fourniture de l'électricité sont alors plus graves et les coupures plus importantes. La mise hors tension d'un ouvrage à très haute tension (400 000 ou 225 000 V) est également plus pénalisante que l'indisponibilité d'un ouvrage à 63 000 V.

En 2003, entre le 10 juin et le 15 septembre, il y a eu 40 journées au cours desquelles un ou plusieurs incendies étaient proches d'un ouvrage RTE dans la région Sud Est. Douze « délestages » qui se traduisent par une coupure de l'alimentation électrique ont été vécus en 2003. En 2004, sur la même période, le risque a été vécu pendant 25 journées pour une seule situation de délestage (5 MW pendant 11 minutes).

La coupure la plus grave est intervenue le 6 mai 2005 en raison d'un incendie sous la ligne Tavel-Réaltor, sur la commune de Velaux dans les Bouches-du-Rhône. Plus d'un million de foyers ont été coupés dans toute la région.

La Région connaît également un niveau de foudroiement élevé. En effet, la densité de foudroiement¹² France (hors Corse) a été de 0.92 sur la période 1999-2004 (source METEORAGE). La région Sud Est a une densité presque deux fois supérieure à la moyenne nationale qui est de 1.75. En 2005, la région PACA a été la plus foudroyée de France.

Les orages et foudroiements peuvent provoquer le « déclenchement » des lignes du réseau : la ligne n'est alors plus disponible. Généralement, la ligne est remise sous tension rapidement ce qui n'occasionne que des coupures brèves. RTE met en œuvre différents dispositifs afin de protéger ses lignes électriques vis à vis de ce risque ou réduire l'impact des déclenchements sur les clients.

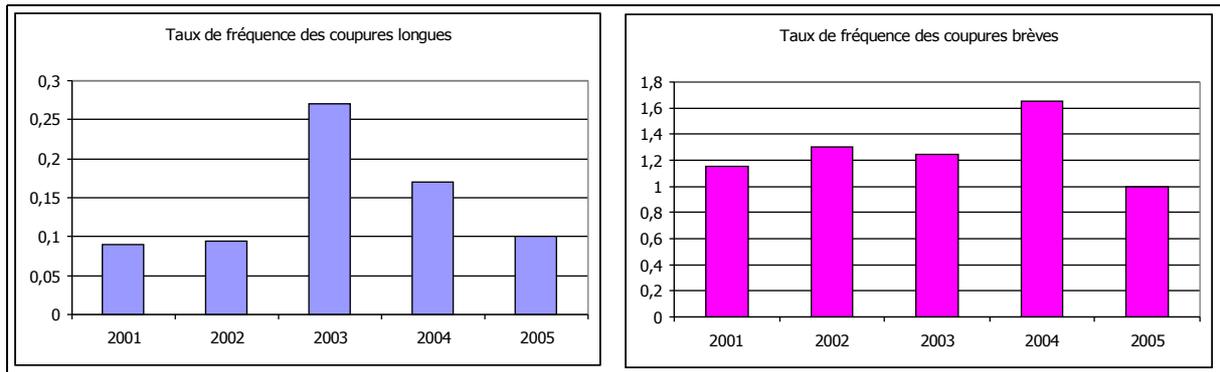
Enfin, la Région connaît régulièrement des épisodes de neige collante qui peuvent provoquer des dégâts importants sur les lignes électriques (rupture de câble, ruine de pylônes...).

¹² La densité de foudroiement correspond au nombre d'impact de foudre / km².

En 2001, plusieurs lignes ont été endommagées ; en particulier, sur des tronçons construits avec des hypothèses de calcul moins sévères que les normes actuelles. Les dernières normes constructives des ouvrages de RTE ont été définies en 2001 (prenant en compte également les tempêtes de fin 1999).

RTE, au travers de son programme de sécurisation mécanique, applique les nouvelles normes constructives également sur les lignes existantes.

Les graphes suivants montrent l'évolution du taux de fréquence des coupures longues et brèves sur la Région entre 2001 et 2005, c'est à dire le nombre annuel moyen de coupures par poste électrique à haute tension :



En 2003, il y a eu le même niveau de foudroiement que sur les années 2001 et 2002, ce qui explique des résultats assez similaires sur le nombre de coupures brèves. Par contre, l'impact des incendies de l'été 2003 est nettement visible sur le nombre de coupures longues.

En 2004, les incendies n'ont provoqué que 8 coupures longues (contre 17 en 2003). Le nombre de coupures brèves a, par contre, été en augmentation malgré un niveau de foudroiement plus faible qu'en 2003. En fait, la moitié des coupures brèves de 2004 est due à une dégradation de la fiabilité de la ligne 150 kV entre Entrevaux et Castellane et à une insuffisance de la capacité du réseau sur la zone Montmartel – Dieulefit – Nyons – Vaison la Romaine. En 2005, différents travaux ont été réalisés par RTE sur cette zone ce qui a permis d'améliorer la qualité de l'Electricité et plus particulièrement le nombre de coupures brèves.

iii. Expertise des ouvrages

Les contraintes liées à l'état du patrimoine sont identifiées grâce à la connaissance approfondie de chacun des ouvrages au plus près du terrain.

S'agissant du maintien en conditions opérationnelles, compte tenu du nombre important d'ouvrages ayant atteint leur durée de vie « théorique » (voir § 2.4), et donc susceptibles de faire l'objet d'actions de réhabilitation lourde ou de renouvellement, une réflexion globale sur la gestion du patrimoine du réseau est engagée à RTE depuis plusieurs années. Une méthode de hiérarchisation des ouvrages concernés a été mise au point, pour définir la priorité avec laquelle il convient de lancer des expertises approfondies et les études de solutions.

Ces priorités sont établies à la maille régionale en fonction de plusieurs critères, permettant de croiser :

- Une vision patrimoniale : comportement technique de l'ouvrage, état des différents composants (usure, corrosion);
- Une vision fonctionnelle : importance de l'ouvrage pour la qualité de fourniture et la sûreté de fonctionnement, enjeu de l'ouvrage à long terme.

Les ouvrages identifiés comme prioritaires font ensuite l'objet d'expertises, qui permettent d'appréhender de façon détaillée l'état des composants de l'ouvrage, et de faire de premières propositions concernant les solutions possibles (réhabilitation, renouvellement), ainsi qu'un premier chiffrage.

iv. De la détection à la résolution des contraintes

La détection d'une contrainte à un horizon donné ne suffit pas à déclencher une décision de développement du réseau par RTE. Les décisions d'investissements prises par RTE sont fondées sur une analyse technico-économique, évaluée sur la durée, qui intègre une valorisation du service rendu par différentes stratégies de développement, et l'investissement à consentir pour mettre en œuvre cette stratégie.

Le processus suit donc les étapes suivantes :

- La détection des contraintes liées à la capacité de transit d'énergie électrique sur les ouvrages et à l'état du patrimoine que constituent les lignes électriques et les postes de transformation,
- La valorisation économique des situations à risque engendrées par les contraintes détectées (coupure de clientèle, dés-optimisation du programme de production électrique...),
- L'étude des différentes stratégies de renforcement du réseau permettant de résorber les contraintes identifiées,
- Le choix de la stratégie optimale du point de vue technique, environnemental et économique.

Concernant les contraintes liées aux capacités de transit des ouvrages¹³, la première étape consiste à simuler les situations à risque (cf. §4.2) dans la configuration initiale du réseau (sans renforcement) puis en supposant le réseau renforcé, en mettant en œuvre chacune des stratégies de développement susceptibles de résorber les contraintes identifiées (renforcement d'une liaison existante, nouvelle liaison, augmentation de la puissance de transformation ...).

La deuxième étape consiste à valoriser ces situations à risque, pendant toute la durée où le risque est présent, dans chaque configuration du réseau (avec et sans le renforcement). Des coûts sont en effet associés à chaque fois qu'intervient une coupure de la clientèle (énergie non distribuée) ou une dés-optimisation du programme de production. Ces coûts sont liés respectivement au préjudice causé à la clientèle par une coupure, et au dédommagement des producteurs dont le programme de production a été perturbé du fait de la capacité limitée du réseau (congestion). Des coûts sont également imputés au titre de des pertes sur le réseau¹⁴.

L'écart de valorisation obtenu avec et sans le renforcement correspond donc à l'économie engendrée par le nouvel ouvrage, en termes de coûts de congestion, d'énergie non

¹³ Sécurité d'alimentation, performance technique et économique du système, raccordement des clients.

¹⁴ RTE achète en effet le volume de production équivalent aux pertes d'énergie sur le réseau de transport.

distribuée et de pertes. La construction d'un indicateur de rentabilité, tenant compte du coût financier de l'ouvrage, permet ensuite d'identifier la meilleure solution d'un point de vue technico-économique, parmi toutes les stratégies envisagées pour résorber la contrainte.

D'autres facteurs entrent également en ligne de compte (insertion environnementale, foisonnement avec d'autres politiques techniques) pour finalement faire émerger la solution électrique optimale qui sera proposée par RTE à la concertation.

Concernant les contraintes liées à l'état du patrimoine, l'arbitrage entre travaux de réhabilitation d'un ouvrage destinés à prolonger sa durée de vie, sa reconstruction, voire sa dépose est examinée au cas par cas. Cette analyse intègre la problématique globale d'utilisation de l'ouvrage : rôle dans le réseau et accroissement de dépenses de maintenance.

Dans la recherche de stratégies de développement du réseau, les différents types de contraintes ne sont pas traités indépendamment, en particulier lorsque dans une même zone, le réseau est insuffisamment développé et rencontre des problèmes de vétusté : les stratégies examinées doivent alors permettre d'optimiser les actions menées sur l'ensemble du patrimoine. Par exemple, le renouvellement d'un ouvrage peut à la fois répondre à des besoins de développement (augmentation de la consommation d'une zone), d'obsolescence (âge du réseau) et de sécurisation mécanique.

Rappelons enfin que le développement du réseau de transport contribue de manière non exclusive au respect de certains objectifs : des dispositifs de régulation des flux de puissance (transformateurs-déphaseurs), le développement de nouvelles capacités de production – en particulier décentralisée –, et la maîtrise de la demande dans une autre mesure, peuvent contribuer à soulager les congestions et améliorer la sécurité d'approvisionnement.

5

5. Exposé des contraintes du réseau à moyen et long terme

Les fragilités détectées sur le réseau de la Région Provence Alpes Cote d'Azur sont présentées sous forme de fiches dans les pages suivantes.

5.1. Typologie des fragilités

Pour mémoire, rappelons qu'un indicateur de criticité sera associé à chaque contrainte de type sécurité d'alimentation. Il présentera la profondeur (en MW¹⁵) de la coupure potentielle associée à la contrainte et ce, à l'échéance d'apparition de la contrainte :

- 1 : Contrainte d'ampleur **limitée** - 0 à 50 MW coupés
- 2 : Contrainte d'ampleur **moyenne** - 50 à 200 MW coupés
- 3 : Contrainte de **grande agglomération ou zone étendue** – 200 à 1000 MW coupés
- 4 : Contrainte de **grande ampleur** – plus de 1000 MW coupés.

Sur la région Provence Alpes Côte d'Azur, une contrainte d'ampleur limitée correspondrait (à des degrés divers) à une coupure de l'alimentation électrique de villes comme Arles, Gap, Brignoles, Grasse ou Salon.

Une coupure de l'ordre de 150 MW correspondrait à la consommation d'agglomérations comme Aix en Provence, Avignon ou encore Toulon.

Enfin, une coupure de l'ordre de 200 à 300 MW correspond à la consommation des zones de Cannes ou Nice ; la consommation de Marseille étant de l'ordre de 700 MW.

Les contraintes de grande ampleur concernent des zones à la maille départementale ou régionale. Compte tenu de leur importance, elles sont expliquées plus en détail ci-après.

¹⁵ On admet généralement que 1 MW correspond à la consommation d'environ 1000 habitants.

5.2. Les fragilités de grande ampleur en région PACA

Le rapport sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPI) 2005 – 2015, publié le 9 juin 2006 par le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, expose en détail la situation du réseau électrique en région Provence Alpes Côte d'Azur :

« La production locale étant fortement insuffisante pour répondre à la demande, une partie importante est importée des autres régions. La région PACA a un unique point d'entrée pour le réseau 400 kV, le poste de Tavel. De ce poste, partent 2 lignes 400 kV, vers le sud de la zone (Tavel-Réaltor-Néoules en double terne, puis Néoules-Broc-Carros en simple terne) et vers l'est (Tavel-Boutre en simple terne). Le réseau 225 kV sous jacent permet de doubler le 400 kV, de relier Boutre et Broc Carros ou encore d'évacuer la production de la Durance mais il ne permet pas d'acheminer d'autre production extérieure de la zone.

La situation de la région est dès aujourd'hui préoccupante : quatre délestages ont été vécus depuis 2001 pour cause d'incendie et la situation a été proche du délestage le 28 février 2005 pour cause de consommation élevée. On distingue deux difficultés principales : l'alimentation de l'est PACA et l'alimentation de la zone littorale.

La capacité des lignes est d'ores et déjà insuffisante pour alimenter la région Est PACA en période de pointe : le 28 février 2005, la demande a approché les 2 GW en Est PACA et il a été nécessaire de recourir aux « moyens exceptionnels » pour alimenter la zone, derniers recours avant la mise en œuvre de délestages préventifs¹⁶.

Plus généralement, pendant 1500 heures en 2005, la demande Est PACA dépasse le niveau au-delà duquel la sécurité d'alimentation de la zone n'est plus assurée en cas de perte fortuite d'une ligne (risque « N-1 »). Une telle situation est sans équivalent en France.

A fortiori, la perte simultanée de deux lignes (risque « N-2 ») conduit au délestage de manière quasiment inéluctable en cas de perte de la ligne double Néoules – Broc Carros et une fois sur deux en cas de perte de la ligne double Réaltor – Néoules. Or ce risque « N-2 » est avéré en raison de la fréquence des incendies : des délestages pour cette raison ont eu lieu à trois reprises dans les quatre dernières années (6 juillet 2001, 29 et 30 juillet 2003).

L'autre difficulté concerne la ligne double terne 400 kV Tavel – Réaltor, qui a pour rôle d'approvisionner la zone littorale de la PACA et par laquelle transite l'essentiel de l'appel en puissance au réseau national au moment des pointes. Elle est également soumise au risque de perte simultanée des 2 ternes en cas d'incendie, comme cela a eu lieu le 6 mai 2005, ce qui a conduit à un délestage de 1,2 GW. Plus généralement, RTE a fréquemment recours à des impositions de production sur les groupes thermiques et hydrauliques pour parer au risque de perte de cette ligne. »

Au regard de cette fragilité, le rapport identifiait « trois nécessités en PACA d'ici 2015 : réaliser au plus tôt le projet Boutre – Broc Carros, l'accompagner d'un programme ambitieux de maîtrise de la demande en électricité, développer à moyen terme la production dans les Bouches-du-Rhône.

Le Conseil d'Etat ayant décidé le 10 juillet 2006 d'annuler la Déclaration d'Utilité Publique (DUP) du projet de ligne à 400 kV Boutre – Broc Carros, d'autres pistes de renforcement doivent être recherchées pour améliorer la sûreté de l'alimentation.

¹⁶ Ces coupures à titre préventif d'une partie des clients non prioritaires visent à se prémunir contre le risque d'un « écroulement » du réseau qui priverait d'électricité l'ensemble de la zone.

Le programme de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) était initialement conçu pour accompagner et pérenniser les effets du projet de ligne. Comme cela apparaît dans les analyses de la 3ème partie de ce Schéma de Développement, la MDE peut légèrement freiner la croissance de la consommation mais pas renverser la tendance.

Enfin, l'accueil de production dans les Bouches-du-Rhône peut constituer un apport intéressant pour limiter les transits sur l'axe Tavel-Realtor mais n'améliore en rien la sûreté d'alimentation de l'Est de la région.

Littoral Est PACA

Criticité 4

Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description :

Cette zone est alimentée par les lignes 400 kV Réaumur-ventoux et la ligne 225 kV Ste-Julie - Lingostière.

A certaines périodes (en particulier avec l'été) d'indisponibilité d'une ligne (ou de deux) on observe une consommation et du délestage qui est en forte augmentation.

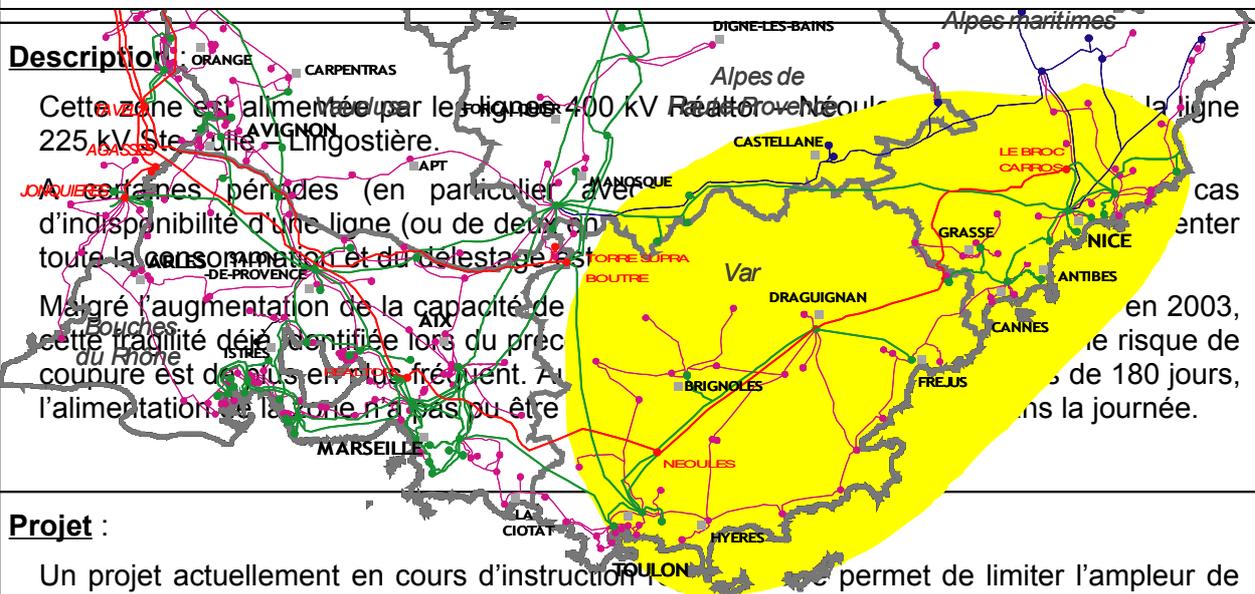
Malgré l'augmentation de la capacité de cette zone, cette fragilité déjà identifiée lors du précédent schéma de développement du réseau est toujours présente. Au cas d'une coupure de la zone n'a pas pu être évitée. En 2003, le risque de coupure est de plus en plus fréquent. Au cas d'une coupure de la zone n'a pas pu être évitée. En 2003, le risque de coupure est de plus en plus fréquent. Au cas d'une coupure de la zone n'a pas pu être évitée. En 2003, le risque de coupure est de plus en plus fréquent.

Projet :

Un projet actuellement en cours d'instruction permet de limiter l'ampleur de cette fragilité :

- Création du poste 400 kV de Biançon, qui permet de sécuriser plus spécifiquement la zone de Cannes – Grasse - Antibes.

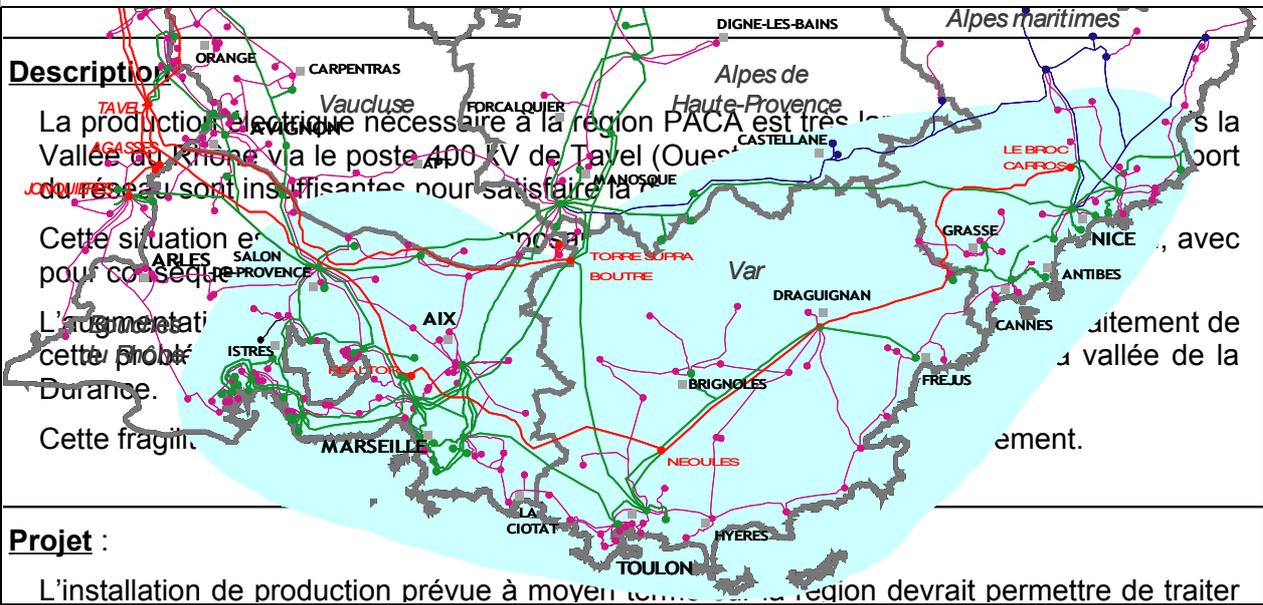
La réalisation de ce renforcement est prévue pour 2007.



Alpes Maritimes - Bouches du Rhône - Var

Performance technique et économique du Système

Actuelle



Description :

La production électrique nécessaire à la région PACA est très importante. La Vallée du Rhône via le poste 400 KV de Tavel (Ouest) et les ports du réseau sont insuffisantes pour satisfaire la demande. Cette situation est problématique pour la région. L'augmentation de cette production est nécessaire. Cette fragilité est un problème.

Projet :

L'installation de production prévue à moyen terme dans la région devrait permettre de traiter cette problématique, sous réserve de pouvoir assurer correctement l'évacuation de cette production (cf. fragilité "raccordement nouveaux producteurs").

Sûreté PACA

Criticité 4

Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description

Les impositions sur la production ne permettent pas de garantir pendant un nombre d'heures dans l'année la sûreté d'alimentation de la région.

En effet, actuellement, l'alimentation de la consou de de

lignes 400 kV sud r de lav

Taver - Reatois kV n'est pas suffisante e associé

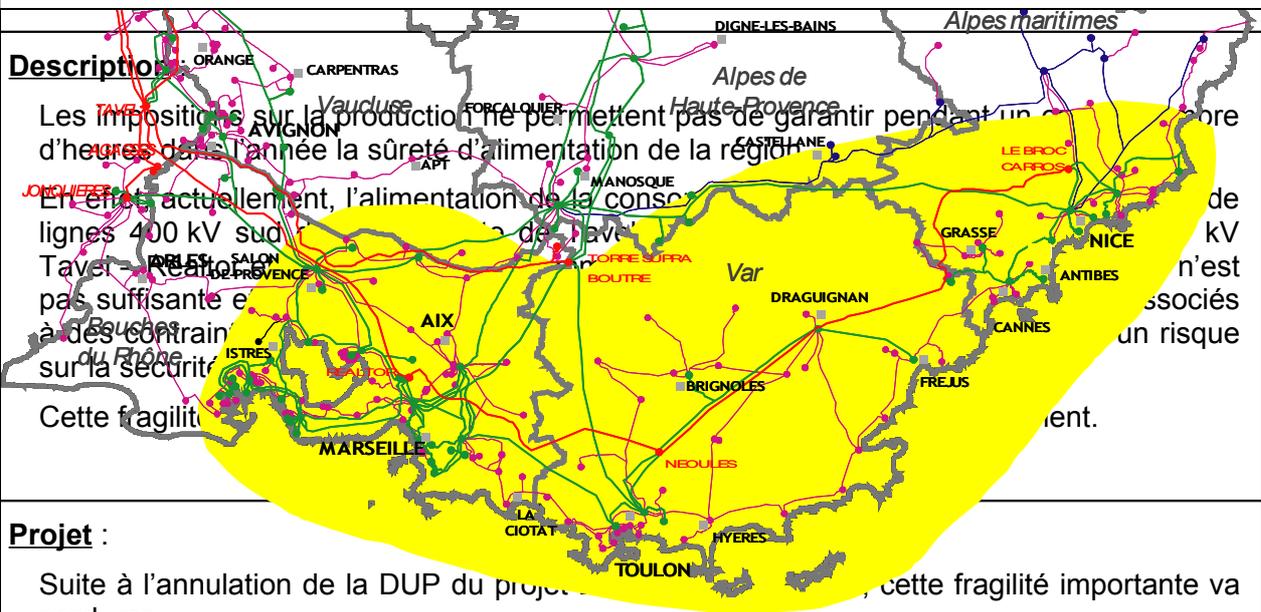
à des contrain sur la sécurité un risque

Cette fragilité ent.

Projet :

Suite à l'annulation de la DUP du projet, cette fragilité importante va perdurer.

De nouvelles pistes de renforcement sont recherchées dès à présent afin d'être soumises aux pouvoirs publics et acteurs régionaux en 2007.



Raccordement nouveaux producteurs

	<i>Raccordement client</i>	
	<i>Performance économique du Système</i>	<i>2012 et 2020</i>



Description :

Le précédent Schéma de Développement mentionnait une contrainte de raccordement pour une ferme de production éolienne à Eysses (Salin de Giraud). Le raccordement a été réalisé en 2003.

D'autre part, le projet OPAd E porté par le groupement de Fos-Marseille prévoit un besoin de raccordement au réseau électrique de la zone éolienne.

Enfin, les nouveaux producteurs (zones éoliennes) doivent être raccordés dans ce Schéma de Développement, doivent être raccordés dans ce Schéma de Développement, doivent être raccordés dans ce Schéma de Développement.

A certaines périodes de l'année, l'énergie produite pourra être limitée par les capacités du réseau.

Cette fr... Poste électrique de Salin de Giraud lors du précédent Schéma de Développement.

Projet :

Les demandes de raccordement seront instruites au fur et à mesure des demandes des producteurs.

Cependant, la capacité d'accueil du réseau est limitée. Pour augmenter la capacité actuelle, il sera nécessaire de créer un échelon 400 kV sur la zone de Fos, aujourd'hui exclusivement desservie en 225 kV.

Nice – Cannes – Grasse - Antibes

Criticité 3

Sécurité d'alimentation

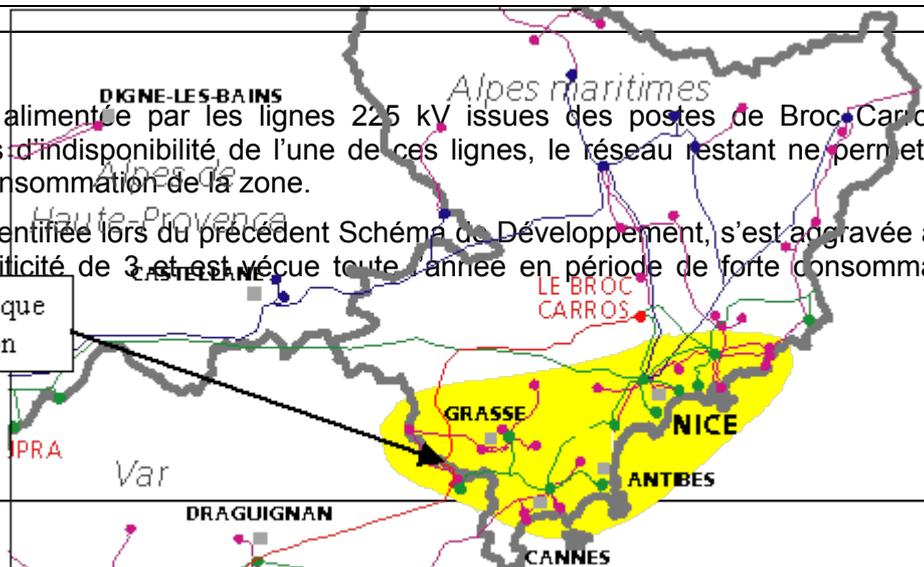
Actuelle

Description :

Cette zone est alimentée par les lignes 225 kV issues des postes de Broc, Carros et Biançon. En cas d'indisponibilité de l'une de ces lignes, le réseau restant ne permet pas d'alimenter la consommation de la zone.

Cette fragilité, identifiée lors du précédent Schéma de Développement, s'est aggravée avec un niveau de criticité de 3 et est vécue toute l'année en période de forte consommation (hiver).

Poste électrique de Biançon



Projet :

La création d'un poste 400 kV dans l'enceinte du poste 225 kV actuel de Biançon permet de réaliser une injection de puissance électrique au plus proche de la zone de consommation et réduire ainsi la charge des lignes alimentant cette zone.

La mise en service de ce poste est prévue en 2007.

Mougins – Cannes - Mandelieu

Criticité 3

Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description :

Le poste 63 / 20 kV de La Bocca est alimenté par une ligne souterraine en câbles de forte capacité, ainsi que par une liaison aéro-souterraine venant du poste de Mougins et une autre depuis Fréjus. A certaines périodes de forte consommation, en cas d'indisponibilité de la ligne souterraine à forte capacité, l'autre liaison depuis Mougins n'a pas la capacité suffisante pour alimenter la zone et du délestage est nécessaire provoquant la mise hors tension de la zone.

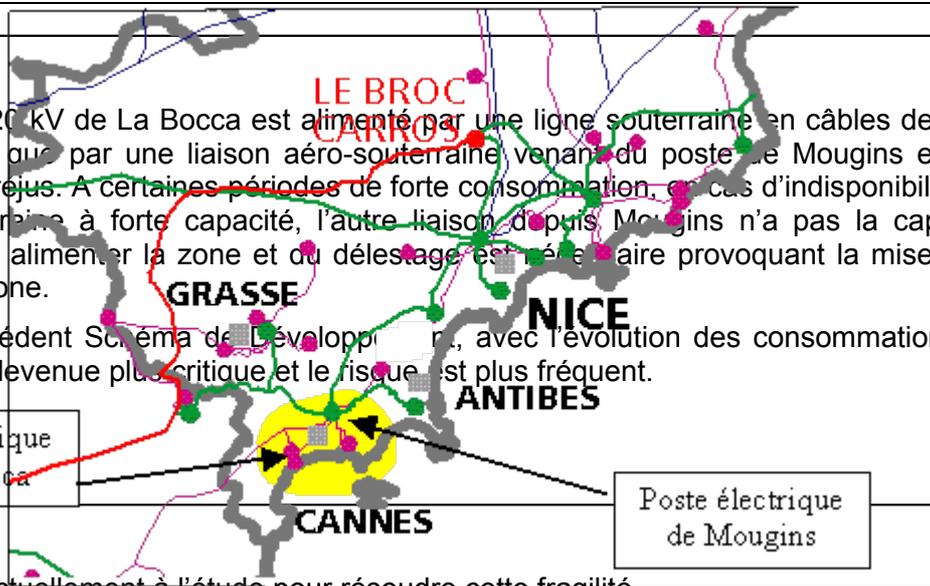
Depuis le précédent Schéma de Développement, avec l'évolution des consommations, la contrainte est devenue plus critique et le risque est plus fréquent.

Poste électrique
de La Bocca

Poste électrique
de Mougins

Projet :

Un projet est actuellement à l'étude pour résoudre cette fragilité.



Grasse - Siagne

Criticité 3

Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description :

Le poste de Grasse est alimenté par deux transformateurs 225 / 63 kV de 100 MVA. En cas d'avarie sur l'un d'eux, la capacité de l'autre transformateur n'est pas suffisante ainsi que la capacité de ligne Peymenade - Siagne.

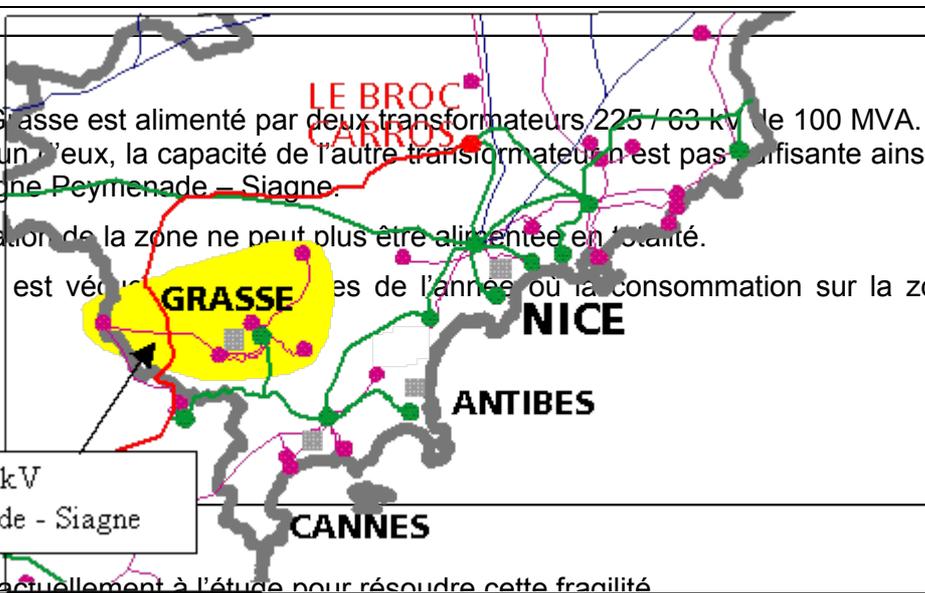
La consommation de la zone ne peut plus être alimentée en totalité.

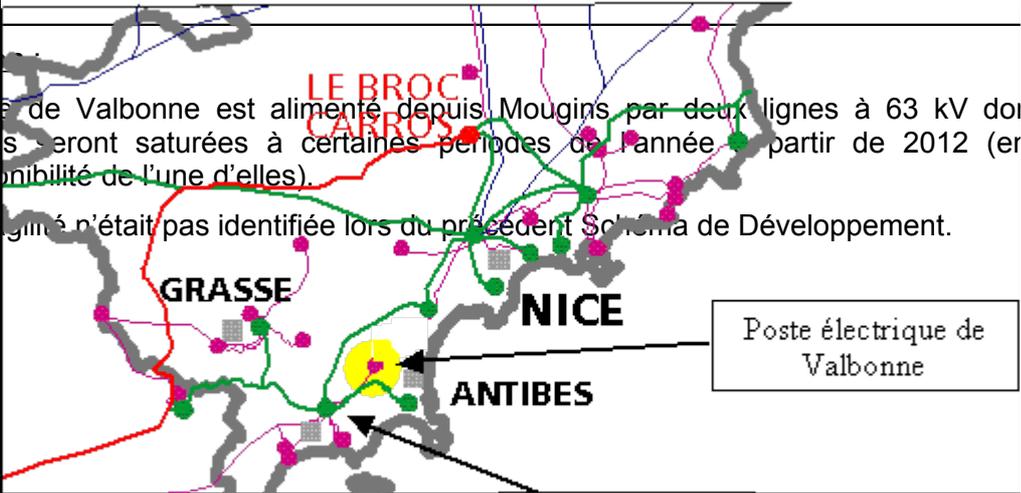
Cette fragilité est vécue plusieurs fois de l'année où la consommation sur la zone est élevée.

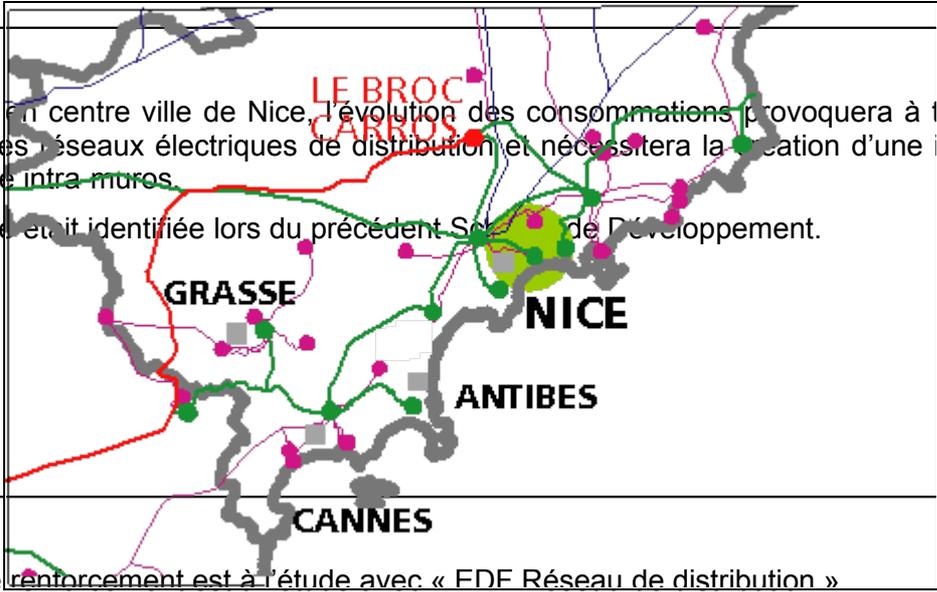
Ligne 63 kV
 Peymenade - Siagne

Projet

Un projet est actuellement à l'étude pour résoudre cette fragilité.



Valbonne		
<i>Criticité 2</i>	<i>Sécurité d'alimentation</i>	<i>2012</i>
Description :	 <p>Le poste de Valbonne est alimenté depuis Mougins par deux lignes à 63 kV dont les capacités seront saturées à certaines périodes de l'année partir de 2012 (en cas d'indisponibilité de l'une d'elles).</p> <p>Cette fragilité n'était pas identifiée lors du précédent Schéma de Développement.</p>	
Projet :	Poste électrique de Mougins	moyen terme.

Nice intra-muros		
	<i>Raccordement de client</i>	2012
Description :	 <p>Concentrée en centre ville de Nice, l'évolution des consommations provoquera à terme la saturation des réseaux électriques de distribution et nécessitera la création d'une injection de puissance intra-muros.</p> <p>Cette fragilité a été identifiée lors du précédent Schéma de Développement.</p>	
Projet :	<p>Un projet de renforcement est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution »</p>	

Fayence

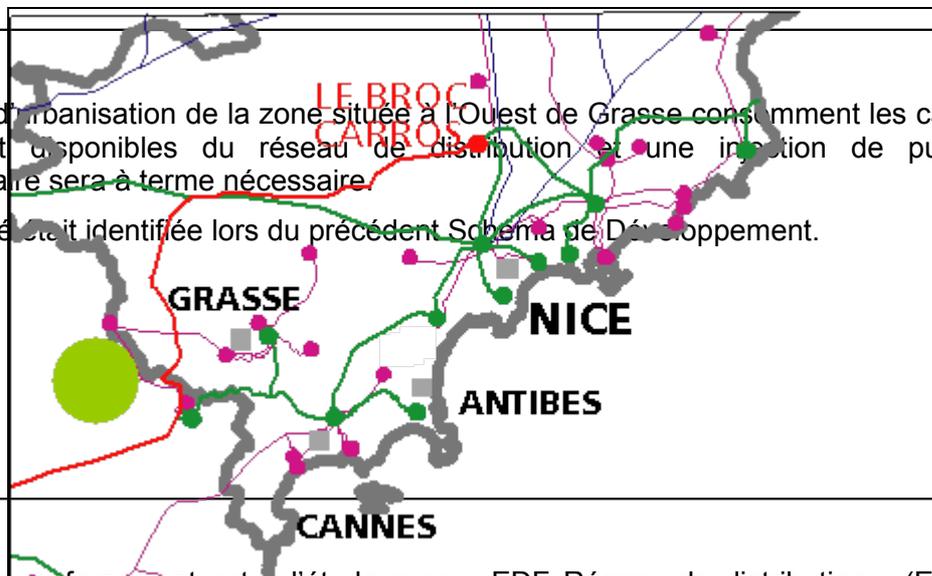
Raccordement de client

2012

Description :

Les projets d'organisation de la zone située à l'Ouest de Grasse consomment les capacités actuellement disponibles du réseau de distribution et une injection de puissance supplémentaire sera à terme nécessaire.

Cette fragilité a été identifiée lors du précédent Schéma de Développement.



Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution » (ERD). La localisation précise du poste n'est pas définie par ERD.

La Bocca		
	<i>Raccordement de client</i>	<i>Actuelle</i>
Description :		
Projet		
<p>La zone de La Bocca connaît depuis quelques années une forte croissance des consommations et les capacités actuelles du réseau de distribution arrivent à saturation. A moyen terme, une injection de puissance plus importante au poste de La Bocca sera nécessaire.</p>		
<p>Poste électrique actuel de La Bocca</p>		
<p>Un projet de renforcement est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution ».</p>		

Réseau 150 kV des Alpes Maritimes

Maintien en condition
opérationnelle

2012 - 2020

Description :

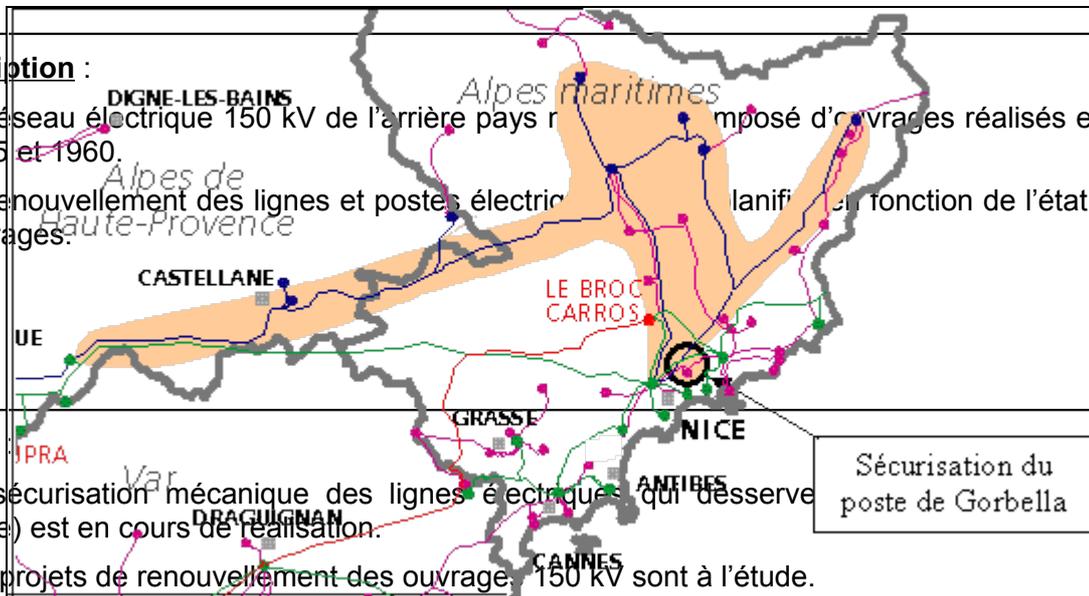
Le réseau électrique 150 kV de l'arrière pays r... imposé d'ouvrages réalisés entre 1945 et 1960.
 Le renouvellement des lignes et postes électriques... lanifi... en fonction de l'état des ouvrages.

Projet

La sécurisation mécanique des lignes électriques qui desserve... (Nice) est en cours de réalisation.
 Les projets de renouvellement des ouvrages 150 kV sont à l'étude.

Sécurisation du
poste de Gorbella

Par ailleurs, suite à l'annulation de la DUP du projet Boute – Broc Carros, les deux lignes existantes entre la région de Manosque et la région de Nice vont garder leur rôle essentiel de secours des Alpes-Maritimes. Leur maintien en condition opérationnelle fera l'objet d'une attention particulière.



Toulon Ouest

Criticité 3

Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description :

La zone de Toulon Ouest est alimentée depuis le poste 225 / 63 kV de l'Escaillon. La capacité des trois transformateurs du poste est arrivée à saturation.

De plus, en amont, ce poste est alimenté par deux lignes 225 kV. En cas de perte simultanée de ces deux lignes, les capacités des lignes 63 kV réservées ne permettent pas de garantir au moins 40 % de la consommation de l'agglomération de Toulon.

Enfin, la partie 63 kV du poste de l'Escaillon nécessite des travaux de maintien en condition opérationnelle.

Depuis le précédent Schéma de Développement, la criticité de la contrainte s'est aggravée et le risque encouru est permanent.

P Poste électrique de l'Escaillon

Plusieurs projets sont en cours de réalisation et d'instruction :

- Reconstruction du poste 63 kV de l'Escaillon pour une mise en service opérationnelle fin 2008. Cette reconstruction actuellement en cours s'accompagne du remplacement des transformateurs par des appareils de plus forte puissance.
- Création d'une ligne 225 kV entre Escaillon et Néoules : la création de cette liaison, en cours d'instruction, sera réalisée en souterrain et en restructurant le réseau actuel. La mise en service opérationnelle est prévue en 2009.

Toulon Est – Hyères - Carqueiranne

Criticité 2

Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description :

La zone de Toulon Est est alimentée depuis le poste 225 / 63 kV du Coudon. La capacité des trois transformateurs du poste est arrivée à saturation.

De plus, les ouvrages 225 kV et 63 kV entre Le Coudon et Hyères ne permettent pas d'alimenter de façon sûre toute la consommation de la zone de Toulon Est, en cas d'indisponibilité de l'un des ouvrages (ligne ou câble souterrain).

Cette fragilité regroupe deux fragilités identifiées dans le précédent Schéma de Développement, pour une criticité 2 en 2012. Le risque encouru sur la zone est permanent.

Projet

Poste électrique de Coudon

Poste de Carqueiranne

Un projet de renforcement est aujourd'hui en cours de concertation. Il s'agit de :

- Réaliser la *garantie** 225 kV du poste de La Garde, en réutilisant un ouvrage existant construit en technique 225 kV mais exploité aujourd'hui en 63 kV ;
- Créer un poste 225 kV à Hyères, alimenté depuis La Garde par un câble souterrain.

La mise en service de ces renforcements est prévue pour fin 2008.

* un poste 225 kV est « garanti » lorsque deux ouvrages 225 kV l'alimentent.

Brignoles - Vins

Criticité 2

Sécurité d'alimentation

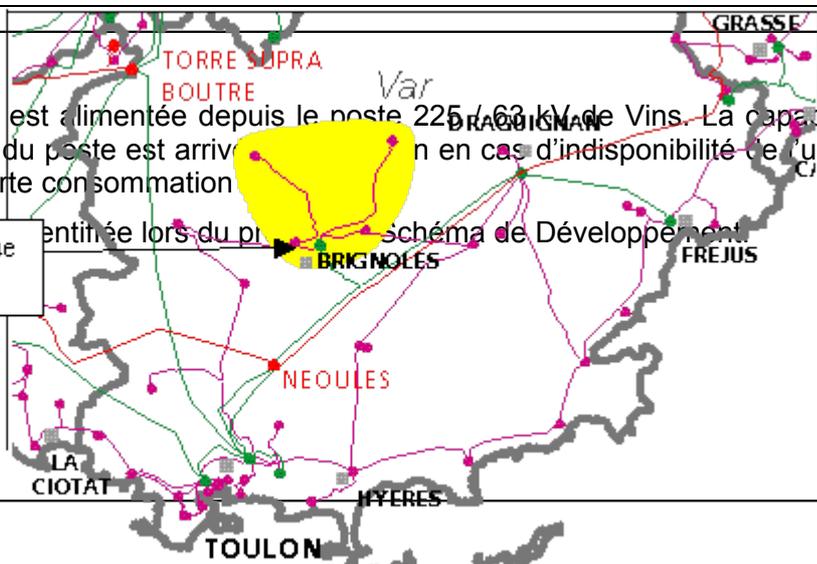
Actuelle

Description :

La zone de Brignoles est alimentée depuis le poste 225 / 63 kV de Vins. La capacité des deux transformateurs du poste est arrivée en cas d'indisponibilité de l'un d'eux et à des période de forte consommation.

Cette zone est alimentée lors du projet de schéma de Développement.

Poste électrique de Vins



Projet :

Le remplacement des transformateurs par des appareils de plus forte puissance est en cours de réalisation pour une mise en service mi 2008.

St Maximin – Escarelle - Signes

Criticité 1

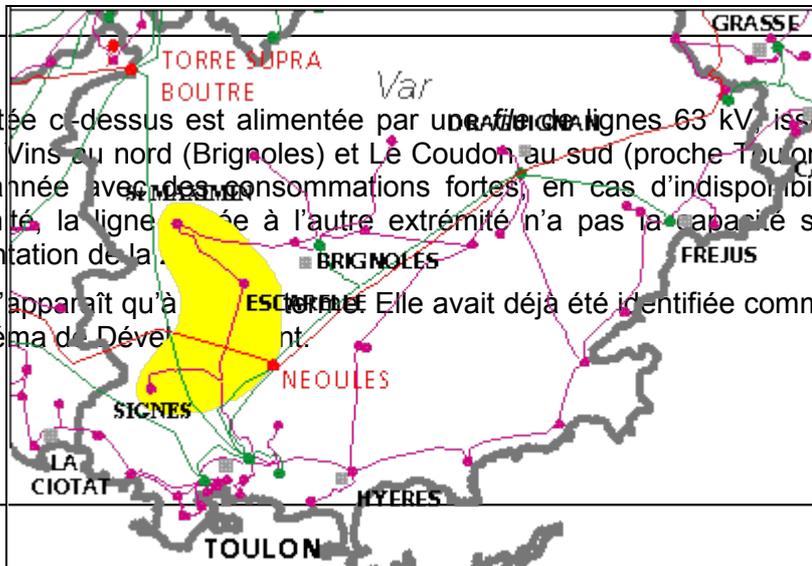
Sécurité d'alimentation

2012

Description :

La zone délimitée ci-dessus est alimentée par une ~~affiche~~ ligne 63 kV issue des postes 225 / 63 kV de Vins au nord (Brignoles) et Le Coudon au sud (proche Toulon). A certaines périodes de l'année avec des consommations fortes, en cas d'indisponibilité d'une des lignes d'extrémité, la ligne ~~de~~ à l'autre extrémité n'a pas la capacité suffisante pour garantir l'alimentation de la zone.

Cette fragilité n'apparaît qu'à moyen terme. Elle avait déjà été identifiée comme telle lors du précédent Schéma de Développement.



Projet :

Cette fragilité n'apparaissant qu'à moyen terme, une surveillance de l'évolution des contraintes de cette zone est exercée afin de lancer dès que nécessaire les études des renforcements les mieux adaptés.

Par ailleurs, des actions de MDE sur cette zone permettraient de retarder l'apparition de cette fragilité.

Carnoules – Cabasse - Entraigues

Criticité 1

Sécurité d'alimentation

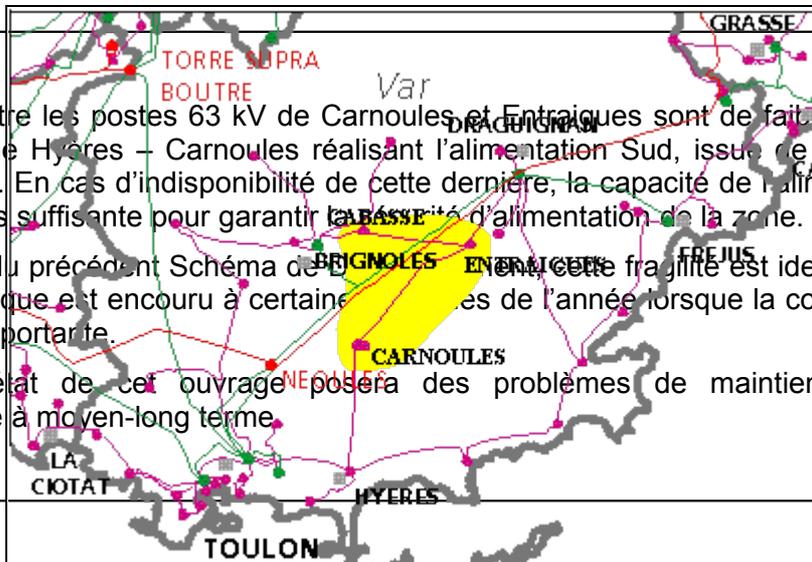
2012

Description :

Les lignes entre les postes 63 kV de Carnoules et Entraigues sont de faible capacité. Par contre, la ligne Hyères – Carnoules réalisant l'alimentation Sud, issue de Hyères, est de forte capacité. En cas d'indisponibilité de cette dernière, la capacité de l'alimentation par le Nord n'est pas suffisante pour garantir la sécurité d'alimentation de la zone.

Comme lors du précédent Schéma de Développement Énergétique, cette fragilité est identifiée à moyen terme et le risque est encouru à certaines périodes de l'année lorsque la consommation de la zone est importante.

En outre, l'état de cet ouvrage posera des problèmes de maintien en condition opérationnelle à moyen-long terme.



Projet :

Cette fragilité n'apparaissant qu'à moyen terme, une surveillance de l'évolution des contraintes de cette zone est exercée afin de lancer dès que nécessaire les études des renforcements les mieux adaptés.

Par ailleurs, des actions de MDE sur cette zone permettraient de retarder l'apparition de cette fragilité.

St Tropez		
<i>Criticité 2</i>	<i>Sécurité d'alimentation</i>	<i>2012</i>
Description :	 <p>La zone de St Tropez est alimentée par plusieurs lignes 63 kV dont deux principales issues de Trans (Draguignan). En cas d'indisponibilité de l'une d'elles, l'autre n'a pas la capacité suffisante pour garantir la sécurité d'alimentation de la zone.</p> <p>Comme lors du précédent Schéma de Développement, cette fragilité est identifiée à moyen terme et le risque est encouru à certaines périodes de l'année lorsque la consommation de la zone est importante.</p>	
Projet :	<p>La création d'un poste 63 kV à moyen terme (puis 225 kV à long terme), au Nord de St Tropez, au croisement des lignes actuelles Trans – St Tropez et Ste Maxime – St Tropez permet de résoudre cette fragilité.</p> <p>Le projet est actuellement en cours de concertation.</p>	

Fréjus – St Raphaël

Criticité 2

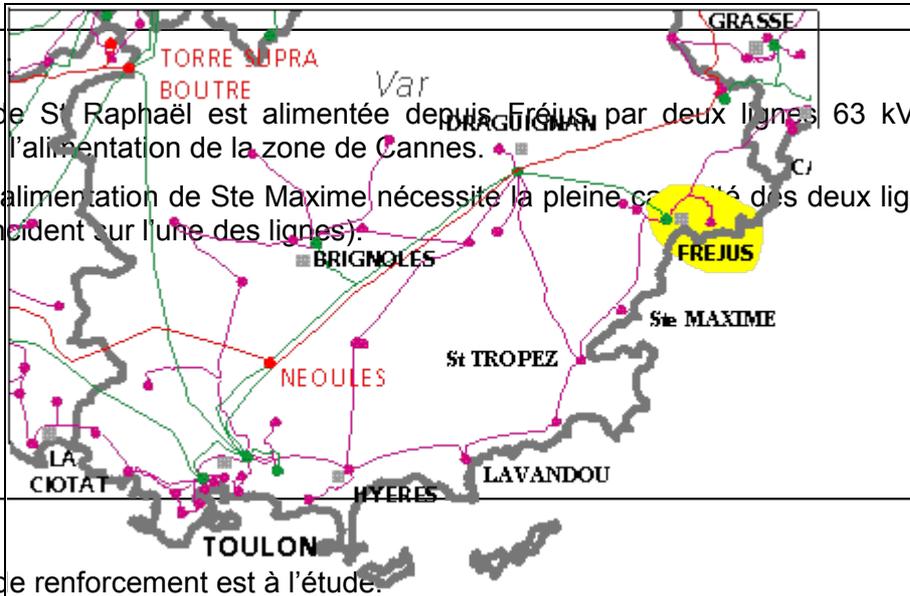
Sécurité d'alimentation

2012

Description

La zone de St Raphaël est alimentée depuis Fréjus par deux lignes 63 kV dont l'une participe à l'alimentation de la zone de Cannes.

A terme, l'alimentation de Ste Maxime nécessite la pleine capacité des deux lignes (surtout en cas d'incident sur l'une des lignes).



Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude.

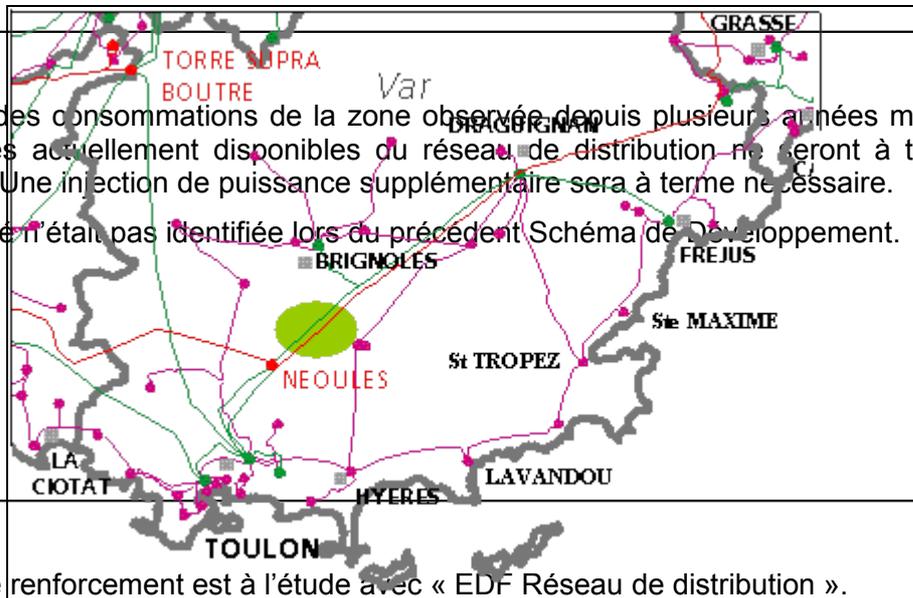
Rocbaron - Forcalqueiret

Raccordement de client

2012

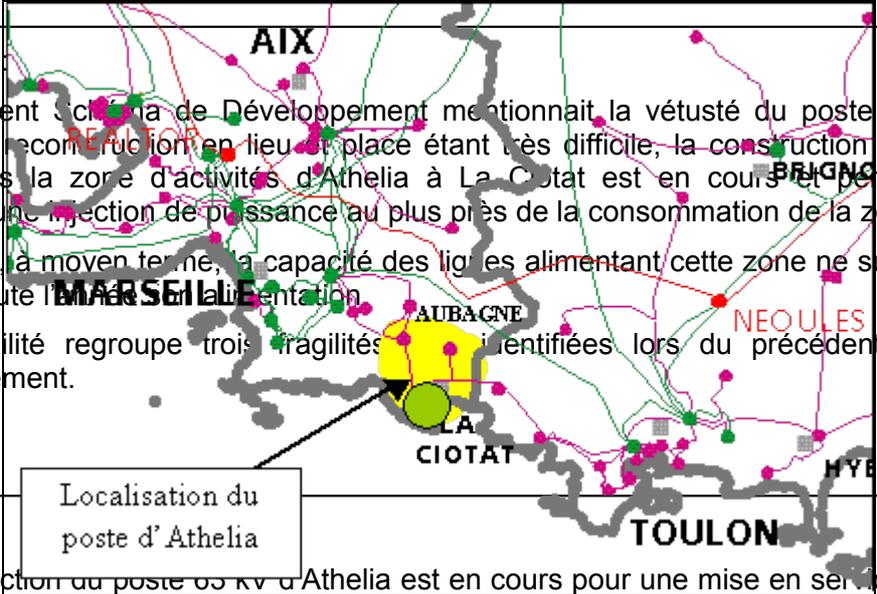
Description :

L'évolution des consommations de la zone observée depuis plusieurs années montre que les capacités actuellement disponibles du réseau de distribution ne seront à terme pas suffisantes. Une injection de puissance supplémentaire sera à terme nécessaire. Cette fragilité n'était pas identifiée lors du précédent Schéma de Développement.



Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution ».

Aubagne - La Ciotat - Athelia		
<i>Criticité 2</i>	<i>Sécurité d'alimentation Raccordement de client</i>	<i>Actuelle</i>
Description :		
Projet :	<p>Localisation du poste d' Athelia</p> <p>Le précédent Schéma de Développement mentionnait la vétusté du poste 63 kV de La Ciotat. La reconstruction en lieu et place étant très difficile, la construction d'un nouveau poste dans la zone d'activités d'Athelia à La Ciotat est en cours et permet en outre d'assurer une injection de puissance au plus près de la consommation de la zone d'Athelia.</p> <p>Par contre, à moyen terme, la capacité des lignes alimentant cette zone ne suffira pas pour garantir toute l'alimentation.</p> <p>Cette fragilité regroupe trois fragilités identifiées lors du précédent Schéma de Développement.</p> <p>La construction du poste 63 kV d'Athelia est en cours pour une mise en service en octobre 2006.</p> <p>Un projet de renforcement de la zone est à l'étude, qui permettrait d'améliorer la qualité de l'électricité de la zone.</p>	

Aix en Provence		
<i>Criticité 2</i>	<i>Sécurité d'alimentation Raccordement de client</i>	<i>2012</i>
<p>Description :</p> <p>L'alimentation de l'agglomération d'Aix en Provence est principalement assurée par deux postes 63 kV, alimentés depuis La Palun 225 kV (Cardanne).</p> <p>En cas d'indisponibilité de l'un des transformateurs de La Palun ou d'une ligne 63 kV, la capacité des autres ouvrages (transformateur ou ligne) n'est pas suffisante pour assurer l'alimentation électrique de la zone.</p> <p>Cette fragilité avait déjà été identifiée dans le précédent Schéma de Développement. Le risque est encouru à certaines périodes de l'année, avec des consommations de cette zone élevées.</p>		
<p>Projet :</p> <p>Un projet de renforcement est à l'étude.</p>		

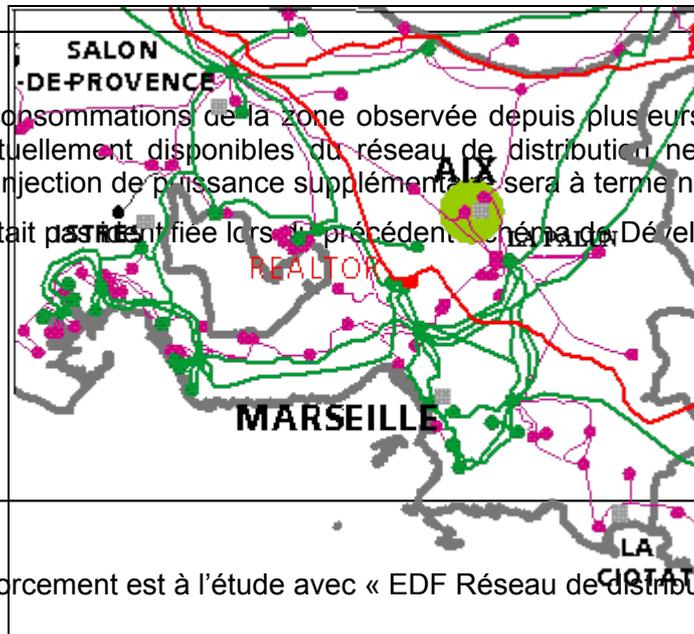
Aix en Provence – Les Florales

Raccordement de client

2012

Description :

L'évolution des consommations de la zone observée depuis plusieurs années montre que les capacités actuellement disponibles du réseau de distribution ne seront à terme pas suffisantes. Une injection de puissance supplémentaire sera à terme nécessaire. Cette fragilité n'était pas identifiée lors du précédent schéma de Développement.



Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution ».

Rousset - Favary		
	<i>Raccordement de client</i>	<i>Actuelle</i>
<p>Description :</p> <p>Le développement des activités de la zone de Rousset nécessite la de puissance supplémentaire sur cette zone par EDF Réseau de d Cette fragilité était déjà identifiée lors du précédent Sc</p>		
<p>Projet :</p> <p>La construction du poste de Favary dans la zone industrielle de Rousset est en cours de concertation. Cet investissement permettra en outre d'améliorer la Qualité de l'Electricité de la zone.</p>		

St Saviourin

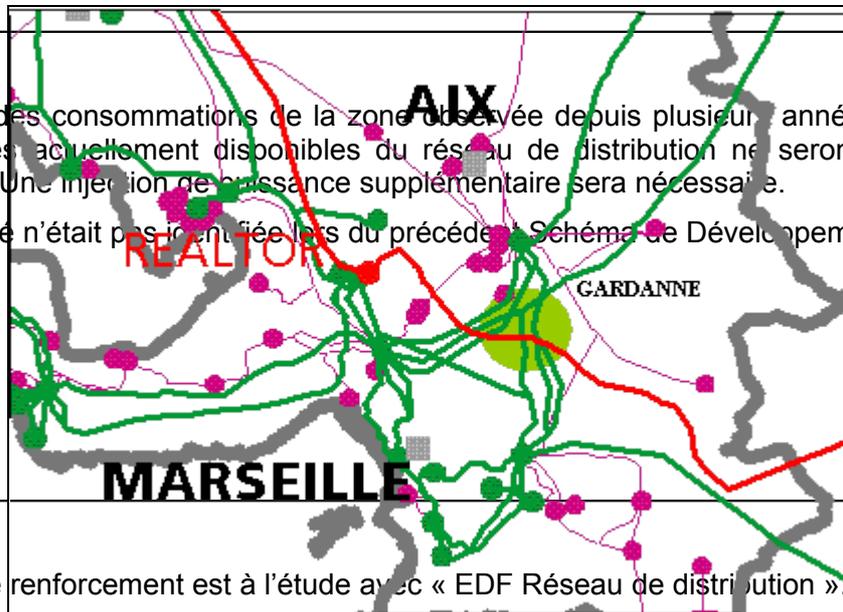
Raccordement de client

2012

Description :

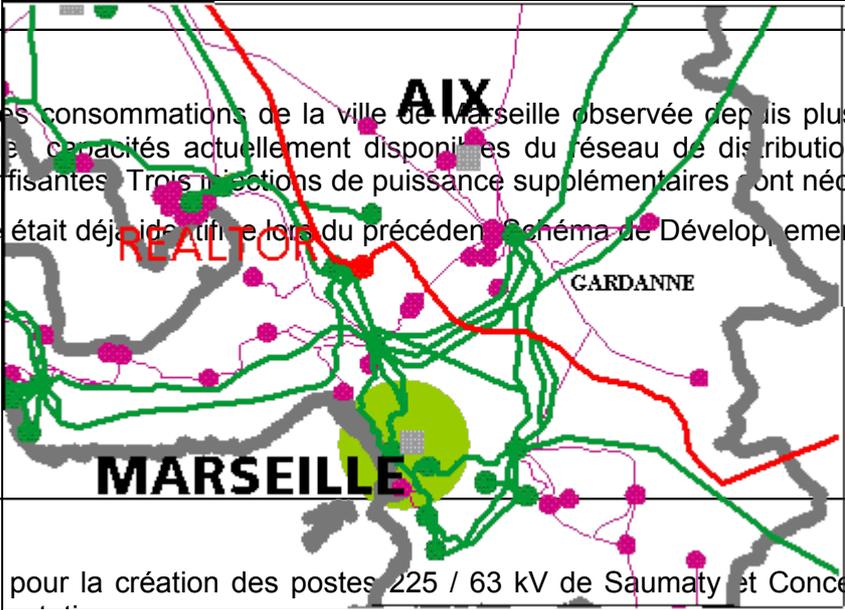
L'évolution des consommations de la zone observée depuis plusieurs années montre que les capacités actuellement disponibles du réseau de distribution ne seront à terme pas suffisantes. Une injection de puissance supplémentaire sera nécessaire.

Cette fragilité n'était pas identifiée lors du précédent Schéma de Développement.

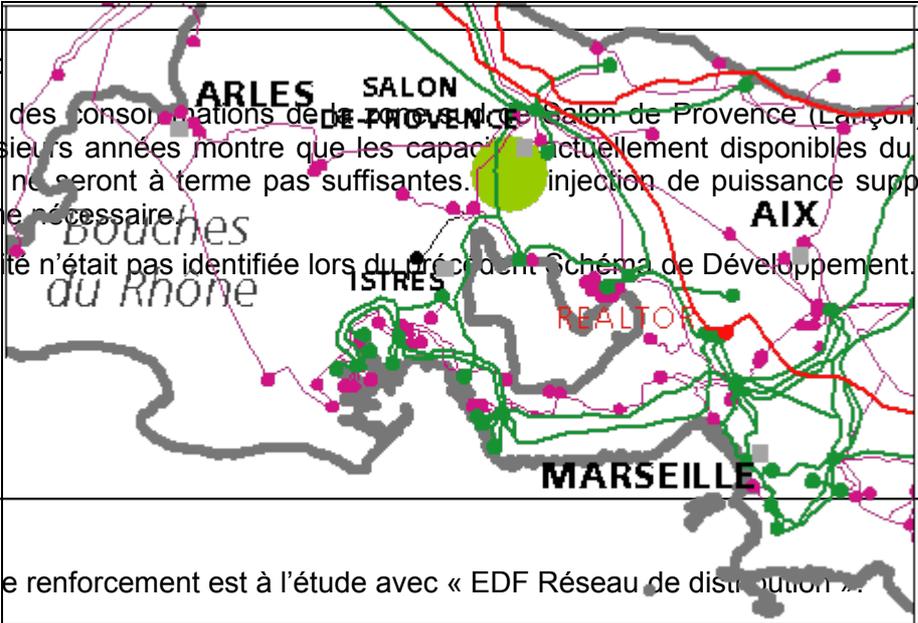


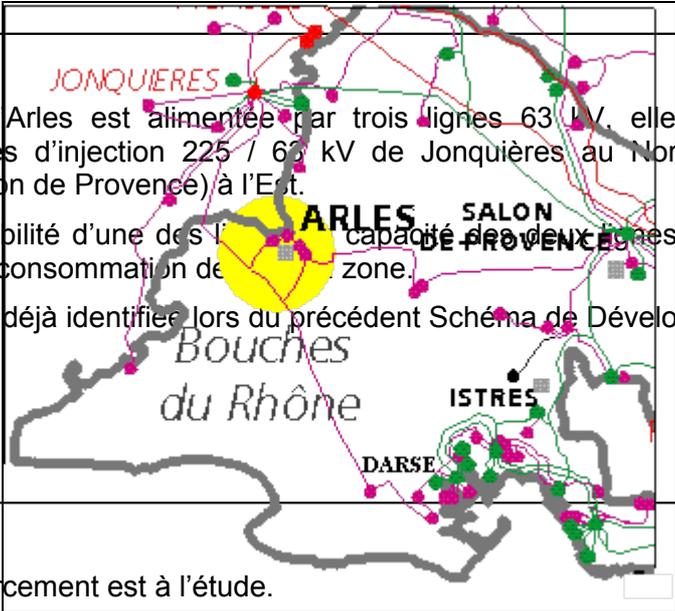
Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution ».

Marseille		
	<i>Raccordement de client</i>	<i>Actuelle - 2012</i>
Description :	 <p>L'évolution des consommations de la ville de Marseille observée depuis plusieurs années montre que les capacités actuellement disponibles du réseau de distribution ne seront à terme pas suffisantes. Trois sections de puissance supplémentaires sont nécessaires. Cette fragilité était déjà identifiée lors du précédent Schéma de Développement.</p>	
Projet :	<p>Deux projets pour la création des postes 225 / 63 kV de Saumaty et Conception sont en cours de concertation.</p> <p>Un troisième projet est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution ».</p>	

Rabatau		
	<i>Maintien en condition opérationnelle</i>	<i>Actuelle</i>
Description :		
Projet :		
<p>Le poste 225 kV de Rabatau qui alimente la partie Sud de Marseille a été construit en 1974. Son état nécessite des travaux de maintien en condition opérationnelle.</p> <p>Le projet de ren... Poste de Rabatau</p> <p>Par ailleurs, le poste 63 kV de Septèmes, mentionné comme vétuste dans le précédent Schéma de Développement, a été reconstruit en bâtiment en 2004.</p>		

Grans		
	<i>Raccordement de client</i>	<i>2012</i>
Description :	 <p>L'évolution des consommations de Salon de Provence (Laçon) observée depuis plusieurs années montre que les capacités actuellement disponibles du réseau de distribution ne seront à terme pas suffisantes. Une injection de puissance supplémentaire sera à terme nécessaire.</p> <p>Cette fragilité n'était pas identifiée lors du précédent Schéma de Développement.</p>	
Projet :	<p>Un projet de renforcement est à l'étude avec « EDF Réseau de distribution ».</p>	

Arles		
<i>Criticité 2</i>	<i>Sécurité d'alimentation</i>	<i>Actuelle</i>
<p>Description :</p> <p>L'agglomération d'Arles est alimentée par trois lignes 63 kV, elles-mêmes alimentées depuis trois postes d'injection 225 / 63 kV de Jonquières au Nord, Darse au Sud et Roquerousse (Salon de Provence) à l'Est.</p> <p>En cas d'indisponibilité d'une des lignes, la capacité des deux zones restantes ne permet pas d'alimenter la consommation de la zone.</p> <p>Cette fragilité était déjà identifiée lors du précédent Schéma de Développement.</p>		
<p>Projet :</p> <p>Un projet de renforcement est à l'étude.</p>		

Evacuation hydraulique de la Durance

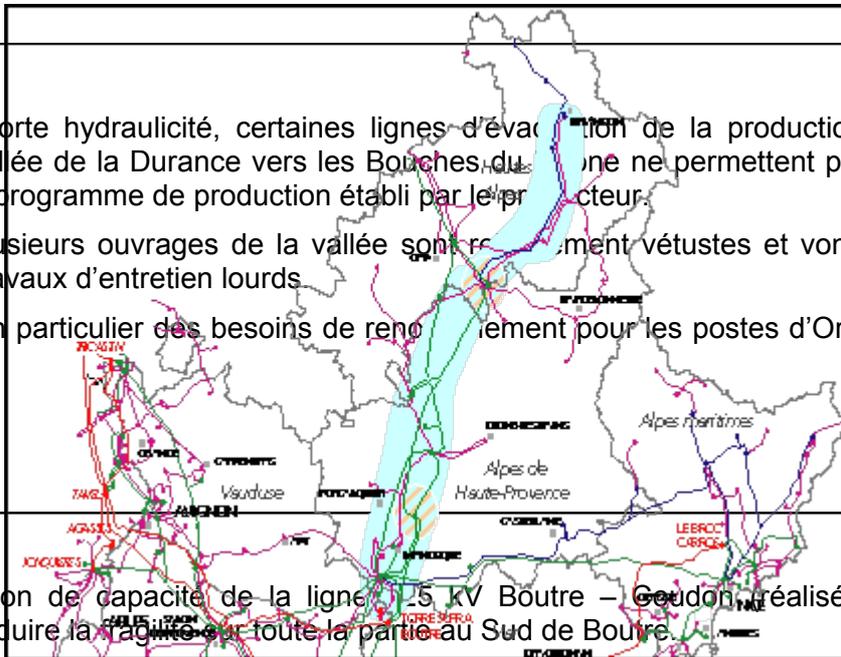
	<i>Performance technique et économique du Système</i>	<i>Actuelle</i>
--	---	-----------------

Description :

En cas de forte hydraulité, certaines lignes d'évacuation de la production hydraulique depuis la Vallée de la Durance vers les Bouches-du-Rhône ne permettent pas toujours de respecter le programme de production établi par le producteur.

En outre, plusieurs ouvrages de la vallée sont relativement vétustes et vont nécessiter à terme des travaux d'entretien lourds.

On notera en particulier des besoins de renforcement pour les postes d'Oraison et Serre Ponçon.



Projet :

L'augmentation de capacité de la ligne 25 kV Boute - Goudon (réalisée en 2003) a permis de réduire la fragilité sur toute la partie au Sud de Boute.

Embrun - Briançon

Criticité 2

Sécurité d'alimentation

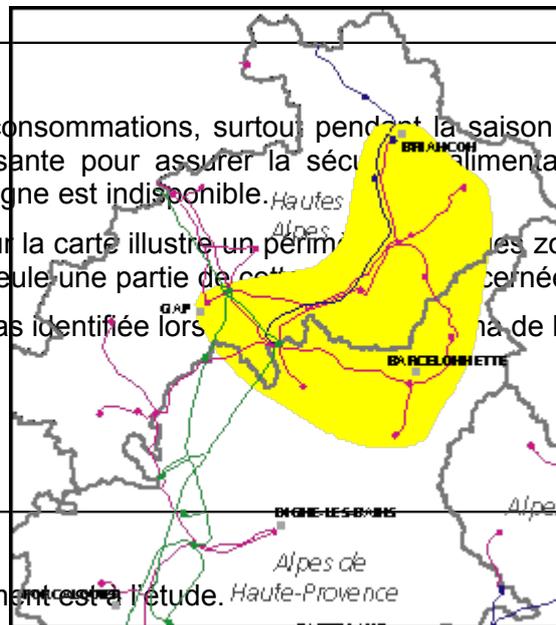
2012

Description :

Avec l'évolution des consommations, surtout pendant la saison hivernale, la capacité des lignes n'est pas suffisante pour assurer la sécurité d'alimentation de toute la zone, en particulier lorsqu'une ligne est indisponible.

La fragilité indiquée sur la carte illustre un périmètre des zones concernées (selon les lignes indisponibles, seule une partie de cette zone est concernée).

Cette fragilité n'était pas identifiée lors de l'étude de Développement.



Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude.

Transformation des postes de Ste Tulle et Sisteron

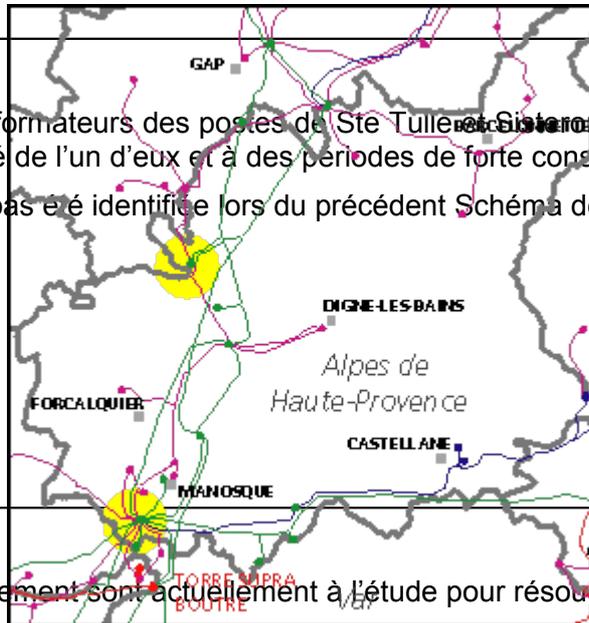
Criticité 2

Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description :

La capacité des transformateurs des postes de Ste Tulle et Sisteron est arrivée à saturation en cas d'indisponibilité de l'un d'eux et à des périodes de forte consommation de la zone. Cette fragilité n'avait pas été identifiée lors du précédent Schéma de Développement.



Projet :

Les projets de renforcement sont actuellement à l'étude pour résoudre ces fragilités.

ITER		
	<i>Raccordement de client</i>	2012
<p>Description :</p> <p>Le projet ITER est un projet scientifique international consistant à créer un réacteur expérimental de fusion nucléaire. Le raccordement nécessaire est en 400 kV. Cette fragilité n'avait pas été identifiée lors du précédent Schéma de Développement.</p>		
<p>Projet :</p> <p>Le projet de raccordement est à l'étude avec le client.</p>		

Pertuis		
<i>Criticité 1</i>	<i>Sécurité d'alimentation</i>	<i>2012</i>
<p>Description :</p> <p>La zone de Pertuis est alimentée par une ligne 63 kV issue du poste 225 / 63 kV de St Estève. En cas d'indisponibilité de cette ligne, les possibilités de secours par le réseau Moyenne tension étaient jusqu'à présent suffisantes.</p> <p>Avec la dynamique actuelle d'évolution des consommations, associée à la probable augmentation de population avec la réalisation du programme ITER, les possibilités de secours ne seront plus suffisantes à terme et une deuxième alimentation du poste 63 kV de Pertuis sera nécessaire.</p> <p>Cette fragilité n'avait pas été prise en compte lors du précédent Schéma de Développement.</p>		
<p>Projet :</p> <p>Un projet de renforcement est à l'étude avec le Distributeur.</p>		

Avignon et Sud Vaucluse

Criticité 3

Sécurité d'alimentation

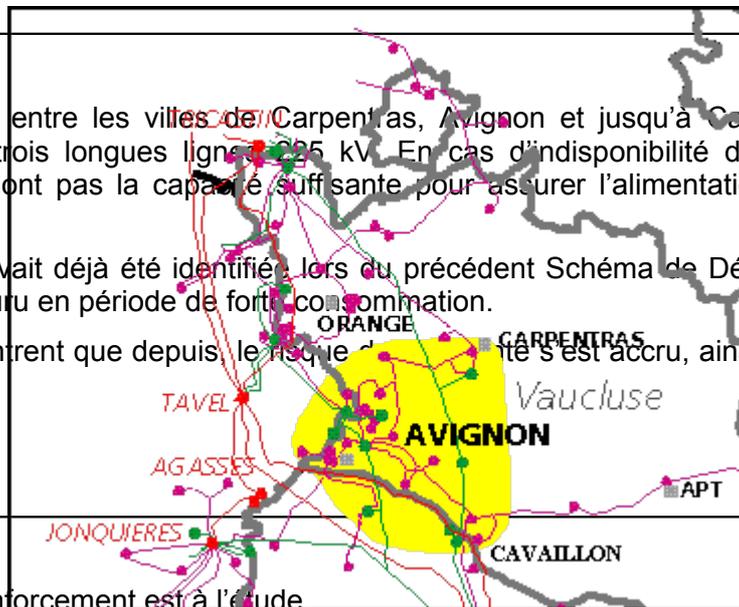
Actuelle

Description :

La zone située entre les villes de Carpentras, Avignon et jusqu'à Cavallon au Sud est alimentée par trois longues lignes 225 kV. En cas d'indisponibilité de l'une d'elles, les autres lignes n'ont pas la capacité suffisante pour assurer l'alimentation électrique de la zone.

Cette fragilité avait déjà été identifiée lors du précédent Schéma de Développement, pour un risque encouru en période de forte consommation.

Les études montrent que depuis, le risque d'indisponibilité s'est accru, ainsi que la criticité de la fragilité.



Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude.

Cavaillon - Apt

Criticité 1

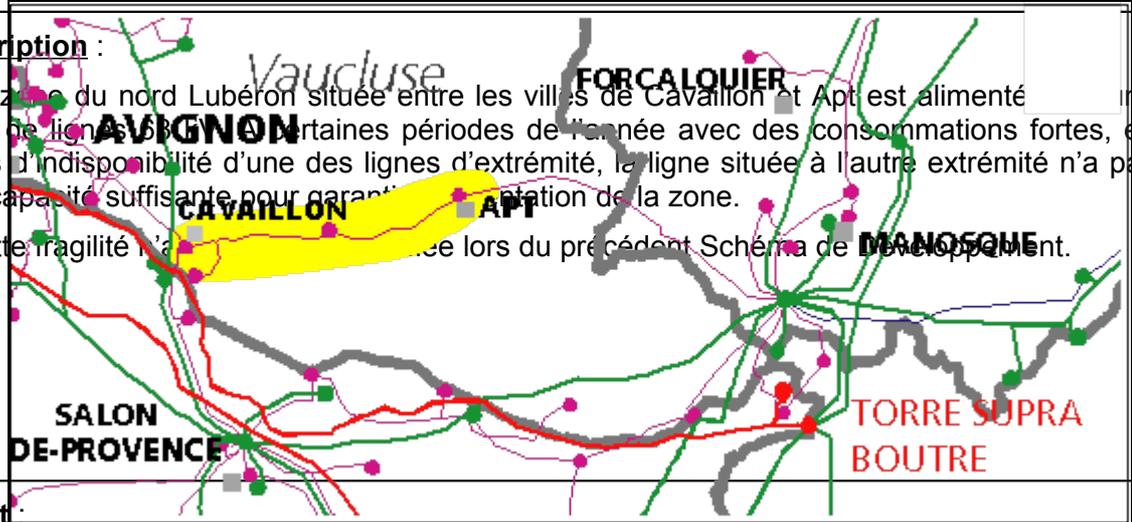
Sécurité d'alimentation

Actuelle

Description :

La zone du nord Lubéron située entre les villes de Cavaillon et Apt est alimentée par une file de lignes. À certaines périodes de l'année avec des consommations fortes, en cas d'indisponibilité d'une des lignes d'extrémité, la ligne située à l'autre extrémité n'a pas la capacité suffisante pour garantir l'alimentation de la zone.

Cette fragilité n'a pas été prise en compte lors du précédent Schéma de Développement.



Projet :

Un projet de renforcement est à l'étude.

Carpentras

Raccordement de client

Résolue

Description :

Cette fragilité identifiée lors du précédent Schéma de Développement est aujourd'hui résolue avec la création du poste de Santat, réalisée en 2003.

Cependant, des contraintes apparaissent à long terme sur la zone au nord de Carpentras.



Projet :

Sans objet, la contrainte étant résolue.

Valréas

Criticité 2

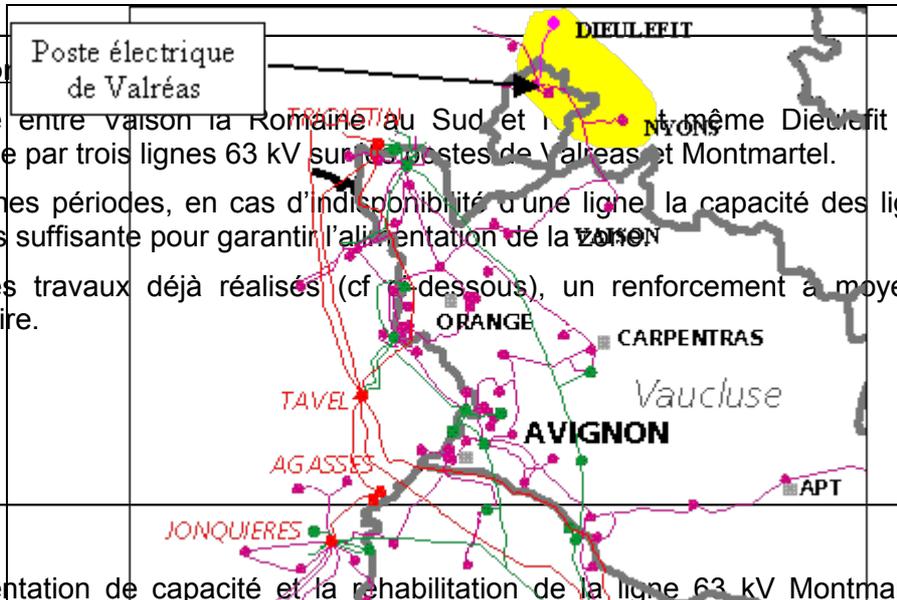
Sécurité d'alimentation

Actuelle - 2012

Description :

Poste électrique
de Valréas

La zone entre Valaison la Romaine au Sud et Montmartel au Nord est alimentée par trois lignes 63 kV sur les postes de Valréas et Montmartel. A certaines périodes, en cas d'indisponibilité d'une ligne la capacité des lignes restantes n'est pas suffisante pour garantir l'alimentation de la zone. Outre les travaux déjà réalisés (cf ci-dessous), un renforcement à moyen terme sera nécessaire.



Projet :

L'augmentation de capacité et la rehabilitation de la ligne 63 kV Montmartel – Valaurie (réalisées en 2005), ainsi que l'installation d'un transformateur déphaseur au poste électrique de Ste Cécile (également en 2005) ont permis de diminuer le risque et la criticité de la contrainte. Ces renforcements contribuent fortement à l'amélioration de la qualité de l'électricité dans cette zone.

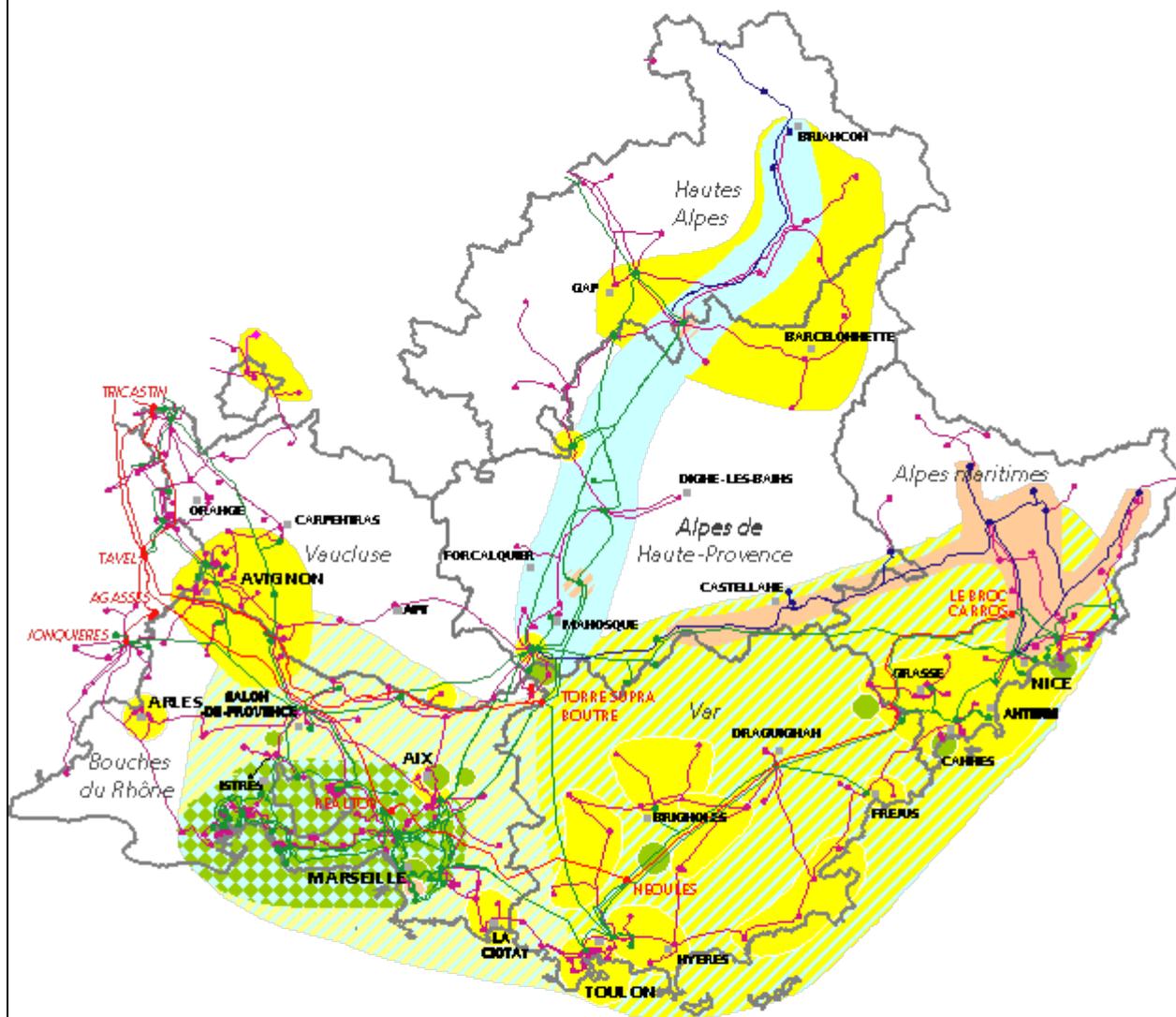
Tableau de synthèse :

Type	Contrainte	Horizon d'apparition	Page	Projet en cours		
				Intitulé	Avancement	Horizon prévisionnel mise en service
Raccordement	Raccordement s nouveaux producteurs	2012 - 2020	53	A l'étude	-	-
	Nice intra-muros	2012	58	A l'étude	-	-
	Fayence	2012	59	A l'étude	-	-
	La Bocca	Actuelle	60	A l'étude	-	-
	Rocbaron – Forcalqueiret	2012	69	A l'étude	-	-
	Aix en Provence – Les Floralties	2012	72	A l'étude	-	-
	Rousset – Favary	Actuelle	73	Favary 225 kV	Instruction réglementaire	2007
	St Savournin	2012	74	A l'étude	-	-
	Marseille	Actuelle - 2012	75	Saumaty Conception 3° poste à l'étude	Instruction réglementaire -	2009 2010 A définir
	Grans	2012	77	A l'étude	-	-
	ITER	2012	82	A l'étude	-	-

Sécurité d'alimentation	Littoral Est PACA	Actuelle Criticité 4	50	Biançon 400 kV	Instruction réglementaire	2007
	Sûreté PACA	Actuelle Criticité 4	52	A l'étude	-	
	Nice – CGA	Actuelle Criticité 3	54	Biançon 400 kV	Instruction réglementaire	2007
	Mougins – Cannes – Mandelieu	Actuelle Criticité 3	55	A l'étude	-	-
	Grasse – Siagne	Actuelle Criticité 3	56	A l'étude	-	-
	Valbonne	2012 Criticité 2	57	A l'étude	-	-
	Toulon Ouest	Actuelle Criticité 3	62	Escaillon Escaillon – Néoules 225 kV	Construction	2008 2009
	Toulon Est – Hyères – Carqueiranne	Actuelle Criticité 2	63	Coudon – La Garde – Hyères 225 kV	Concertation	2008
	Brignoles – Vins	Actuelle Criticité 2	64	Vins Transformation 225 / 63 kV	Construction	2008
	St Maximin – Escarelle – Signes	2012 Criticité 1	65	Non défini	-	-
	Carnoules – Cabasse – Entraigues	2012 Criticité 1	66	Non défini	-	-
	St Tropez	2012 Criticité 2	67	Grimaud	Concertation	2013
	Fréjus – St Raphaël	2012 Criticité 2	68	A l'étude	-	-
	Aubagne – La Ciotat – Athelia	Actuelle Criticité 2	70	Athelia A l'étude	Construction -	2006 -
	Aix en Provence	2012 Criticité 2	71	Non défini	-	-
	Arles	Actuelle Criticité 2	78	A l'étude	-	-
	Embrun – Briançon	2012 Criticité 2	80	A l'étude	-	-
	Ste Tulle – Sisteron	Actuelle Criticité 2	81	A l'étude	-	-
	Pertuis	2012 Criticité 1	83	A l'étude	-	-
	Avignon et Sud Vaucluse	Actuelle Criticité 3	84	A l'étude	-	-
Cavaillon – Apt	Actuelle Criticité 1	85	A l'étude	-	-	
Valréas	Actuelle - 2012	86	A l'étude	-	-	

Performance technique et économique	Alpes Maritimes – BdR - Var	Actuelle	51	A l'étude	-	-
	Durance	Actuelle	79	Non défini	-	-
Maintien en condition opérationnelle	Réseau 150 kV des AM	2012 –2020	61	A l'étude	-	-
	Rabatau	Actuelle	76	A l'étude	-	-

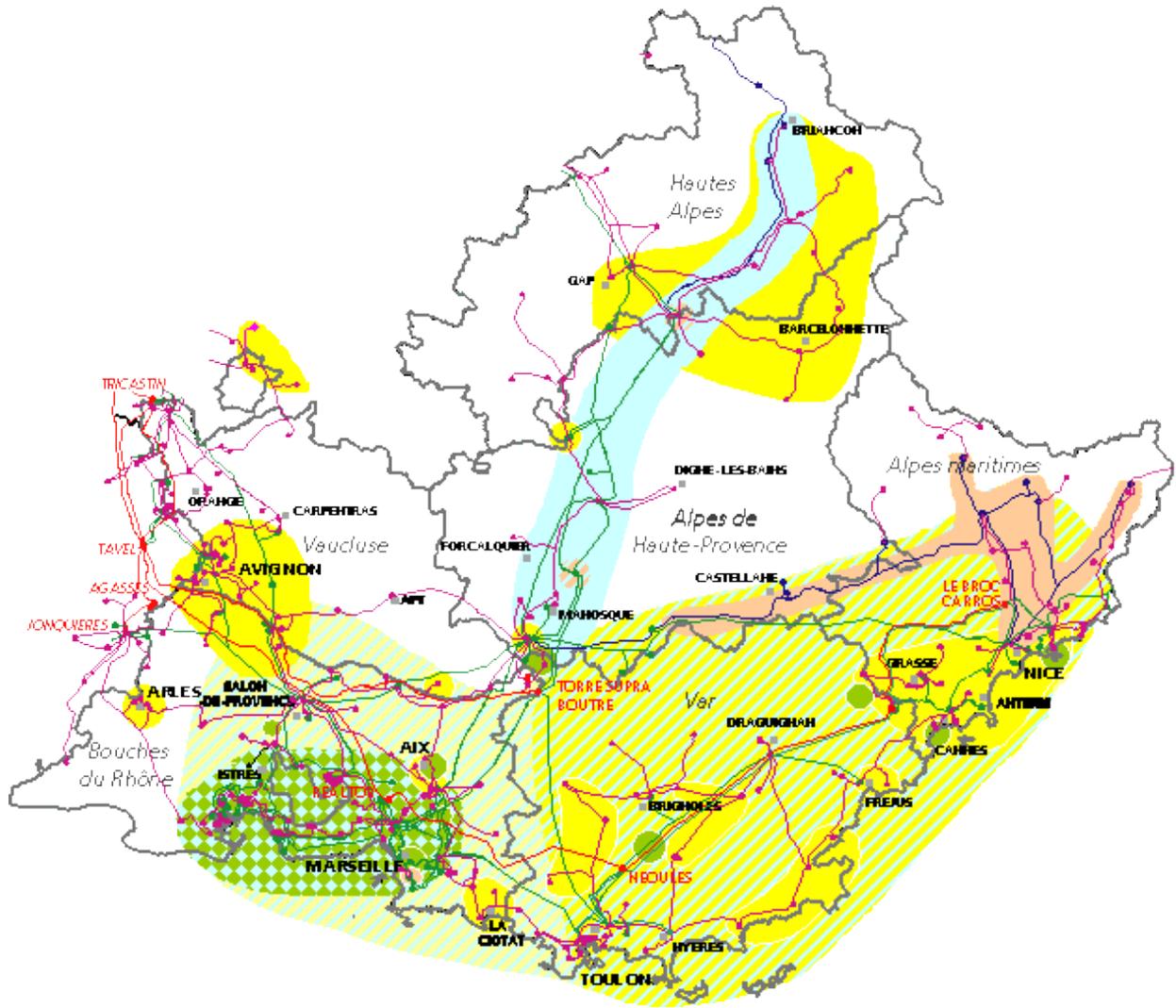
Région Provence Alpes Côte d'Azur Contraintes 2012



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE	POSTES ET LIAISONS
la sécurité d'alimentation	400 kV
le maintien en condition opérationnelle	225 kV
le raccordement client	150 kV
la performance technique et économique du système	90 kV
	63 kV
	≤ 63 kV

0 80 160 Kilomètres

Région Provence Alpes Côte d'Azur Contraintes 2020



ZONES DE FRAGILITÉS ÉLECTRIQUES AYANT POUR ORIGINE		POSTES ET LIANS	
	la sécurité d'alimentation		400 kV
	le maintien en condition opérationnelle		225 kV
	le raccordement client		150 kV
	la performance technique et économique du système		90 kV
			43 kV
			≤ 63 kV



6

6. Conclusion

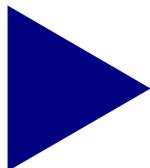
Notre paysage énergétique est aujourd'hui sujet à des évolutions rapides au terme desquelles le réseau public de transport devra être adapté.

Au niveau de la région PACA, le projet Boutre – Broc Carros devait permettre de sécuriser l'alimentation électrique régionale. D'autres pistes de renforcement sont à l'étude, mais l'annulation de la déclaration d'utilité publique de ce projet va pérenniser une situation de fragilité unique en France.

Cette situation de fragilité est amplifiée par une croissance démographique plus accentuée que dans le reste du pays qui contribue à maintenir une croissance plus importante de la demande en électricité. Outre l'aggravation de la fragilité à l'échelle régionale, cela se traduit par l'apparition de fragilités plus locales, aussi bien dans des zones déjà densément peuplées que dans des zones rurales ou péri-urbaines sujettes à un afflux de population.

Par ailleurs, la région et notamment le pourtour de l'étang de Berre (Fos, Lavera) dispose d'atouts importants pour accueillir de nouveaux moyens de production. Ceux-ci seront indispensables à l'horizon 2010 pour garantir l'équilibre offre / demande national et pourront contribuer à sécuriser l'alimentation électrique des Bouches-du-Rhône. L'insertion de ces nouveaux moyens de production dans le réseau régional devra cependant être étudiée attentivement.

Au-delà, face aux différentes fragilités identifiées dans le présent Schéma de Développement, il appartient à RTE de proposer des solutions qui concilient efficacité technique dans la durée, coût économique raisonnable pour la collectivité et respect de l'environnement. Les démarches de concertation organisées pour chaque projet seront l'occasion de rechercher les solutions qui répondent le mieux à ces différentes préoccupations.



7. Glossaire

DIDEME : Direction de la Demande et des Marchés Energétiques

DRIRE : Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement

RTE : Réseau de Transport d'Electricité (RTE est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité)

RPT : Réseau Public de Transport

ERD : EDF Réseau de Distribution

PAM : Port Autonome de Marseille

BdR : Bouches du Rhône

AM : Alpes Maritimes

LGV : Ligne Grande Vitesse

PPI : Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique

MDE : Maîtrise de la Demande d'Electricité

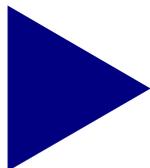
EnR : Energie Renouvelable

TCAM : Taux de Croissance Annuel Moyen (des consommations électriques)

V, kV : Volt, kilovolt (tension électrique)

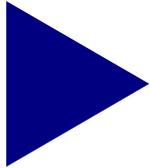
MW : Mégawatt (= 1 million de watt - unité de puissance).

GWh , TWh : Mégawatt-heure, Terawatt-heure (unité d'énergie)



8. Bibliographie

- [1] Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative au développement et à la modernisation du service public de l'électricité.
- [2] Schémas de Services Collectifs de l'Energie : décret n° 2002-560 du 18 avril 2002
- [3] Circulaire du 9 Septembre 2002 : CAB n° 47498 MZ/PE, relative au développement du réseau public de transport et de distribution de l'électricité
- [4] Contrat de service public entre l'Etat et EDF, signé le 24 octobre 2005
- [5] Bilan prévisionnel 2006-2016 – Edition 2005
- [6] Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production d'Electricité NOR INDI03008871A
- [7] Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 et Directive 2003/54/CE du parlement et du conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.



Annexe 1

Contexte réglementaire et administratif relatif aux projets de réseau

Les ouvrages de transport d'énergie électrique sont réalisés dans un but d'utilité publique. La reconnaissance de l'utilité publique du projet est nécessaire dès lors qu'il nécessite le recours à la mise en servitudes ou à l'expropriation.

L'appréciation de l'utilité publique résulte de la mise en présence de l'intérêt spécifique du projet avec les autres intérêts, publics ou privés (patrimoine culturel et naturel, agricole, industrie, urbanisme et aménagement du territoire ...). Elle est reconnue au terme d'une procédure administrative, précédée d'une large concertation, et dont l'étude d'impact est la pièce maîtresse.

Dès 1992¹⁷, EDF s'est engagé à mettre en œuvre, le plus en amont possible de chacun de ses projets de haute et très haute tension, une large concertation avec l'ensemble des partenaires concernés (élus, associations ...). En particulier, des mesures de réduction d'impact des lignes aériennes et de compensation ont été prévues (recours à la technique souterraine, indemnisation du préjudice visuel...).

Le contrat de service public signé entre l'Etat et RTE (via EDF) exprime les engagements environnementaux de RTE relatifs au réseau de transport d'électricité auprès des pouvoirs publics. Ce contrat institue, pour chaque projet, la mise en place d'instances de concertation au niveau local, et décrit le dispositif d'accompagnement des projets de nouvelles lignes électriques.

La circulaire [3] adressée le 9 septembre 2002 aux préfets de région et de départements, précise la position de l'administration sur les modalités d'application de l'accord relatives à l'organisation au niveau local de la concertation préalable aux procédures réglementaires des projets d'ouvrages électriques.

On décrit dans les chapitres qui suivent les différentes phases de l'instruction administrative des projets de développement, et les livrables propres à chaque étape.

L'étude préalable de l'opportunité des projets

La circulaire du 9 septembre 2002 prévoit l'élaboration par le maître d'ouvrage de deux dossiers visant à apprécier l'opportunité du projet.

RTE élabore tout d'abord le dossier de justification technico-économique de l'ouvrage, qui précise les hypothèses et les besoins qui sont à l'origine du projet, les différentes solutions envisagées permettant de satisfaire les besoins identifiés, ainsi qu'une estimation des avantages et inconvénients au regard notamment du montant de l'investissement et de l'impact sur l'environnement.

Le dossier de justification technico-économique fait l'objet d'une présentation à l'autorité de tutelle, c'est-à-dire :

- pour les projets de lignes à 400 ou 225 kV, la Direction de la Demande et des Marchés Energétiques (DIDEME)

¹⁷ Protocole du 25 août 1992

- pour les projets de lignes à 90 et 63 kV et les postes, la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) concernée.

Si le dossier est jugé recevable, le maître d'ouvrage est invité à élaborer un dossier de présentation¹⁸ sur lequel s'appuiera la concertation préalable à l'instruction administrative du projet. Ce dossier reprend les éléments de justification technico-économique du projet en les rendant accessibles aux non-spécialistes, fournit une proposition d'aire d'étude permettant de déterminer le périmètre géographique de la concertation, et présente les principes généraux de l'insertion environnementale de l'ouvrage et les mesures d'accompagnement. Il précise également dans quelle mesure le projet s'inscrit dans les orientations du Schéma de Développement.

La concertation

Etape indispensable du projet, la concertation doit permettre de définir les caractéristiques et les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement du projet, et d'apporter une information de qualité aux populations concernées par le projet. Elle est organisée, sous l'égide du préfet, en partenariat avec les services départementaux et régionaux, les maires, les associations, les acteurs socio-économiques.

Les résultats des consultations, et des différentes études qui en découlent conduisent à l'élaboration de l'étude d'impact du projet. Cette étude comporte tout d'abord l'analyse de l'état initial de l'environnement dans un périmètre suffisamment vaste pour n'éliminer aucune solution techniquement envisageable. Puis, au vu des contraintes recensées, elle présente plusieurs cheminements ou fuseaux possibles, dont l'un, dénommé « fuseau de moindre impact » est finalement retenu à l'issue de la concertation préalable. L'étude d'impact détaille alors les mesures envisagées pour supprimer, réduire ou compenser les effets dommageables attendus de l'ouvrage.

A l'issue la phase de concertation, le préfet détermine le fuseau de moindre impact (pour les lignes) ou l'emplacement (pour les postes) qui seront soumis à l'instruction réglementaire.

En complément de cette concertation, un débat public peut être organisé sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP). Ce débat ne revêt pas de caractère décisionnel.

Concernant les mesures d'accompagnement des projets, l'élaboration du programme d'accompagnement de projet (PAP) prévu dans le « contrat de service public » est menée parallèlement à la concertation. Par ailleurs, la circulaire du 9 septembre 2002 rappelle les cas où le recours à l'enfouissement doit être privilégié.

La procédure de DUP

Elle comporte les phases suivantes :

- la consultation des maires concernés par le projet et les services civils et militaires, afin de leur permettre de faire valoir leurs éventuelles observations,
- l'enquête publique, organisée dans toutes les communes concernées par le projet, et d'une durée minimale d'un mois, elle permet de tenir le public informé du projet et de recueillir ses observations. Elle est diligentée par un commissaire enquêteur ou une

¹⁸ Le dossier de présentation est rédigé à l'intention du préfet, ou du Ministre chargé de l'Energie si l'ouvrage est une ligne de tension supérieure ou égale à 225 kV.

commission d'enquête qui, à l'issue de l'enquête, présente ses conclusions, qui peuvent être favorables ou non au projet, et éventuellement assorties de réserves ou recommandations.

Le dossier complet est adressé au Préfet, lequel le transmet à RTE qui répond aux questions du public et du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête.

La signature de la déclaration d'utilité publique incombe au Ministre chargé de l'Energie pour les lignes de tension supérieure ou égale à 225 kV et le cas échéant avec cosignature par le Ministre chargé de l'Urbanisme en cas de mise en compatibilité de POS ou PLU, et au(x) préfet(s) dans les autres cas.

L'élaboration du tracé de détail

Les études de détail de l'ouvrage, élaborées par RTE en liaison notamment avec les services de l'administration, les communes concernées et les chambres d'agriculture, ont pour objectif de définir le tracé ou l'emplacement exact de l'ouvrage. En particulier, les autorisations de passage sont recherchées auprès des propriétaires et des exploitants, via des conventions amiables. En cas de désaccord, la procédure de mise en servitude est mise en œuvre.

Sous l'égide du Préfet, un double contrôle sur la réalisation des ouvrages s'exerce :

- la DRIRE procède à l'instruction de l'autorisation d'exécution des travaux visant à assurer le respect de la réglementation technique, et notamment des règles de sécurité.
- La Direction Départementale de l'Équipement procède à l'instruction de la demande de permis de construire visant à s'assurer de la conformité du projet (de ligne ou de poste) aux règles d'urbanisme.

Il s'agit de la dernière étape avant la réalisation des travaux.



Carte du réseau électrique régional de PACA

