Le réseau
de transport
d'électricité

Stratégies fonctionnelles

documentées pour
la restructuration
de l'alimentation
électrique de la zone
industrialo-portuaire
de Fos et du Sud-Est

Synthèse des stratégies étudiées



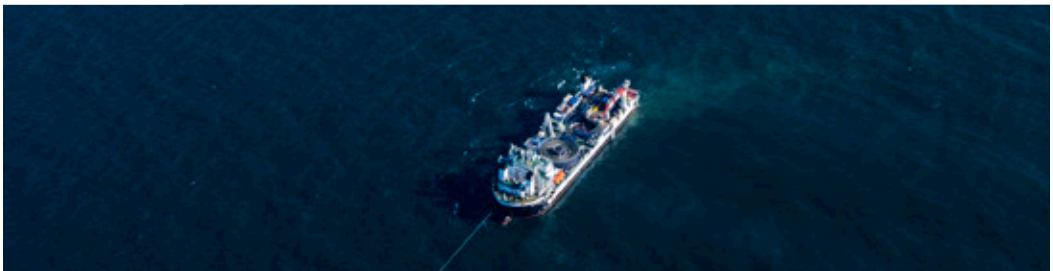






Sommaire

3	Besoins de la zone industrialo-portuaire de Fos et du Sud-Est de la France
5	14 stratégies fonctionnelles étudiées
7	Tableau récapitulatif des stratégies fonctionnelles étudiées
8	Liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV
10	Enfouissements partiels d'une liaison aérienne 400 kV entre Feuillane et Jonquières
12	Liaisons à courant continu sous-terraines, sous-marines ou sous-fluviales
14	Liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV
17	Annexes



Besoins de la zone industrialo-portuaire de Fos et du Sud-Est de la France

Le réseau électrique alimentant le Sud-Est de la France a très peu évolué depuis la fin des années 1980. Après une vague d'incidents majeurs qui ont affecté la région entre 2005 et 2009, l'alimentation électrique a pu être sécurisée grâce à un renforcement ciblé du réseau 225 kV dans l'Est de la région, à la mise en service de plusieurs centrales à gaz dans la zone de Fos et à la stabilisation de la consommation d'électricité depuis 2010.

Face aux besoins électriques identifiés, des renforcements et optimisations ont été engagés sur les ouvrages déjà existants du réseau de transport d'électricité et devraient se concrétiser d'ici 2029. Ils permettront d'augmenter la capacité d'accueil régionale à hauteur de 600 MW à 1 200 MW moyennant le recours à de la production locale carbonée, mais ne couvrent qu'un quart de ces nouveaux besoins électriques.

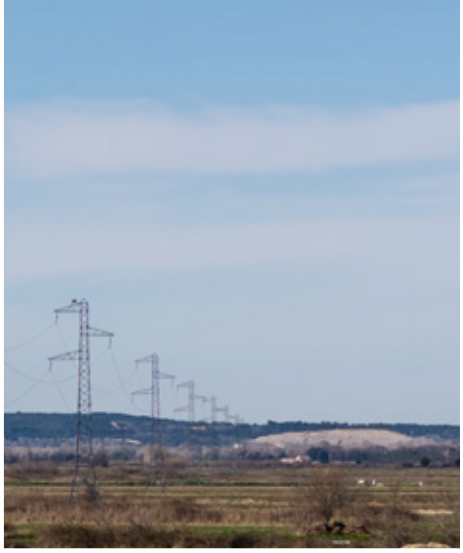
Dans ce cadre, les grands besoins fonctionnels auxquels la restructuration de l'alimentation régionale doit répondre sont les suivants :

A) Une capacité de transit supplémentaire de 4400 MW à Fos

Les projets industriels en cours sur la zone industrialo-portuaire (ZIP) de Fos-sur-Mer (décarbonation, réindustrialisation, production d'hydrogène vert…), se traduisent par une forte augmentation de la consommation électrique à l'horizon 2030, à laquelle s'ajoutent les nouveaux besoins électriques régionaux liés par exemple au développement du numérique et des mobilités électriques ainsi que l'électrification des navires à quai. Ces nouveaux besoins électriques identifiés représentent un quasi doublement de la consommation électrique de la région, soit au global environ 7 000 MW, dont près de 5 000 MW d'ici 2030 (d'après le scénario médian publié par l'État en mai 2025). Même dans les scénarios les plus bas produits par les services de l'État, les besoins apparaissent dès 2028-2029 et projettent *a minima* une consommation supplémentaire dans la région de 4 000 MW en 2031.









B) Une mise en oeuvre à horizon 2029 pour ne pas retarder voire hypothéquer la décarbonation des industries existantes et le développement de nouvelles industries en lien avec la transition énergétique sur la ZIP de Fos-sur-Mer

Dans un contexte de concurrence internationale, y compris d'attractivité des territoires, la réalisation de ces projets porteurs de souveraineté industrielle serait fortement remise en question si les industriels anticipaient un retard dans la mise à disposition de leurs alimentations électriques. La création de plusieurs milliers d'emplois annoncés dans le cadre de ces projets n'adviendrait pas.

C) Une alimentation électrique fiable et disponible, construite pour plusieurs dizaines d'années, sans devoir compter sur la production locale carbonée, pour améliorer la sécurité d'alimentation électrique de l'ensemble de manière pérenne

La robustesse de l'alimentation électrique doit être adaptée aux enjeux de continuité d'alimentation du territoire et de sécurisation de l'alimentation à venir du territoire dans un contexte de doublement de la consommation. En outre, elle doit notamment permettre de disposer d'une capacité d'accueil additionnelle d'environ 2000 MW pour de la consommation flexible (modulable à la baisse à certaines périodes en fonction des situations de consommation, de production et des conditions du réseau électrique).

En réponse à ces besoins, RTE a proposé une stratégie globale de restructuration de la connexion électrique du Sud-Est pour un investissement de près d'un milliard d'euros dans le Gard et les Bouches-du-Rhône. Elle projette de renforcer le réseau existant et de le développer, tout en l'adaptant au changement climatique et au risque accru de canicules, d'incendies et de crues. Cette stratégie doit permettre d'assurer la sécurisation électrique de la Région, en lien avec le renouveau industriel des territoires dans la dynamique qu'ils ont adoptée et les délais qu'ils se sont fixés.

Cette stratégie repose notamment sur le projet de création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 kV entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent, seule solution technique accessible permettant de répondre aux trois grands besoins fonctionnels du cahier des charges de l'État et des industriels présentés ci-avant, qui inclut des mesures de limitation de l'empreinte du réseau.

Cette solution présente néanmoins des impacts environnementaux, au-delà de son impact positif sur le changement climatique, en particulier sur le paysage, la biodiversité ou l'agriculture : depuis le début du projet, RTE met en oeuvre la démarche Éviter, Réduire, Compenser (ERC) pour réduire autant que possible ces impacts (choix du fuseau de moindre impact évitant les espaces naturels les plus sensibles et les habitations, balises avifaunes…) et compenser les impacts résiduels, notamment en limitant l'empreinte du réseau à une maille plus large, en agissant sur le réseau existant. Ainsi, d'ici 2035, dans le Gard et les Bouches-du-Rhône, pour tout nouveau pylône très haute tension implanté, trois pylônes de tension inférieure seront déposés.

2 14 stratégies fonctionnelles étudiées

Afin de proposer une solution permettant de répondre au besoin défini par l'État, RTE a envisagé plusieurs stratégies et les a étudiées. Les stratégies qui ne permettaient pas de répondre au besoin pour des raisons de faisabilité technique, de sécurité ou de disproportion en termes de planning/délais et/ou de coût ont été écartées. Seules les stratégies qui permettent de répondre au besoin ont constitué des solutions de substitution raisonnables. Elles ont alors fait l'objet d'études et de comparaisons plus poussées afin d'éclairer les concertations préalables.

À ce titre, en amont du lancement de la concertation, RTE a soumis un dossier de Justification Technico-Economique (JTE) à l'État qui l'a déclaré recevable le 17 octobre 2023. Sur le présent projet, plusieurs stratégies ont été écartées dès la soumission du dossier de JTE car elles ne répondaient pas au besoin.

Une concertation des parties prenantes a été lancée, en application de la circulaire du 9 septembre 2002 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité dite « circulaire Fontaine ».

Elle s'est intégrée à une concertation préalable du public réalisée dans le cadre de la loi APER, sous l'égide du préfet coordonnateur, du 12 février 2024 au 7 avril 2024. Lors de cette phase de concertation, le besoin, le projet et les fuseaux ont été présentés et une forte attente d'éclaircissements sur les stratégies écartées a été manifestée. Des réponses ont été apportées en séance, notamment lors de la réunion de clôture de cette phase à Fos-sur-Mer, le 4 avril 2024.

C'est dans ce cadre et à la demande du préfet coordonateur que RTE a rédigé une étude technique des stratégies souterraines écartées. Elle a été mise à disposition du public le 9 septembre 2024 en amont de la réunion de clotûre de la concertation « Fontaine », qui a permis de déterminer un fuseau de moindre impact du projet Feuillane – Jonquières.

Cette note présente les analyses qui l'ont conduit à écarter, très en amont, certaines stratégies, en particulier le développement du réseau en technologie souterraine, en courant alternatif (225 000 volts et 400 000 volts) et en courant continu, avec une variante qui consisterait à positionner les ouvrages en partie dans le Rhône. De manière concommitante, RTE a également publié une étude technique sur les stratégies aériennes écartées.

Lors de la détermination du fuseau de moindre impact le 27 septembre 2024, l'État a formulé une demande complémentaire : la réalisation d'une tierce-expertise indépendante relative à l'enfouissement total ou partiel de la ligne tel que demandé par certains acteurs du territoire. Cette tierce-expertise a été confiée par l'État à Monsieur Marc Petit, professeur à l'école Centrale-Supelec et directeur du département d'enseignement sur les systèmes d'énergie électrique et membre du laboratoire GeePs (Génie Electrique et Electronique de Paris).

La tierce-expertise sur les solutions de renforcement de l'alimentation électrique de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer a été publiée le 23 mai 2025 sur le site de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et a fait l'objet d'une présentation en réunion publique,

à Arles, le 2 juin 2025. Les résultats de la tierce-expertise ont été portés à la connaissance du public dans le cadre du débat public de zone « Fos Berre Provence », intervenu du 2 avril au 13 juillet 2025. Les études publiées dans le cadre du processus de concertation, y compris le rapport de tierce-expertise, sont venues confirmer l'analyse initiale de RTE.

La tierce-expertise conclut notamment au fait que la stratégie aérienne retenue est la seule solution qui permette de répondre au besoin, en particulier en termes de puissance apportée, de sécurisation de l'alimentation électrique du territoire et de délais de mise en oeuvre. C'est dans ce cadre et afin d'apporter des analyses techniques pour la bonne information du public lors du débat public territorial de Fos-Étang de Berre, que RTE a étudié certaines stratégies complémentaires, écartées par la suite.

Au total, ce sont 14 stratégies réparties en 4 familles qui ont été étudiées et documentées, expliquant les raisons qui ont conduit à retenir la solution privilégiée.

Les caractéristiques, avantages et inconvénients de ces différentes stratégies par rapport aux trois grands besoins fonctionnels du cahier des charges de l'État et des industriels sont présentés et synthétisés dans la suite de cette note.

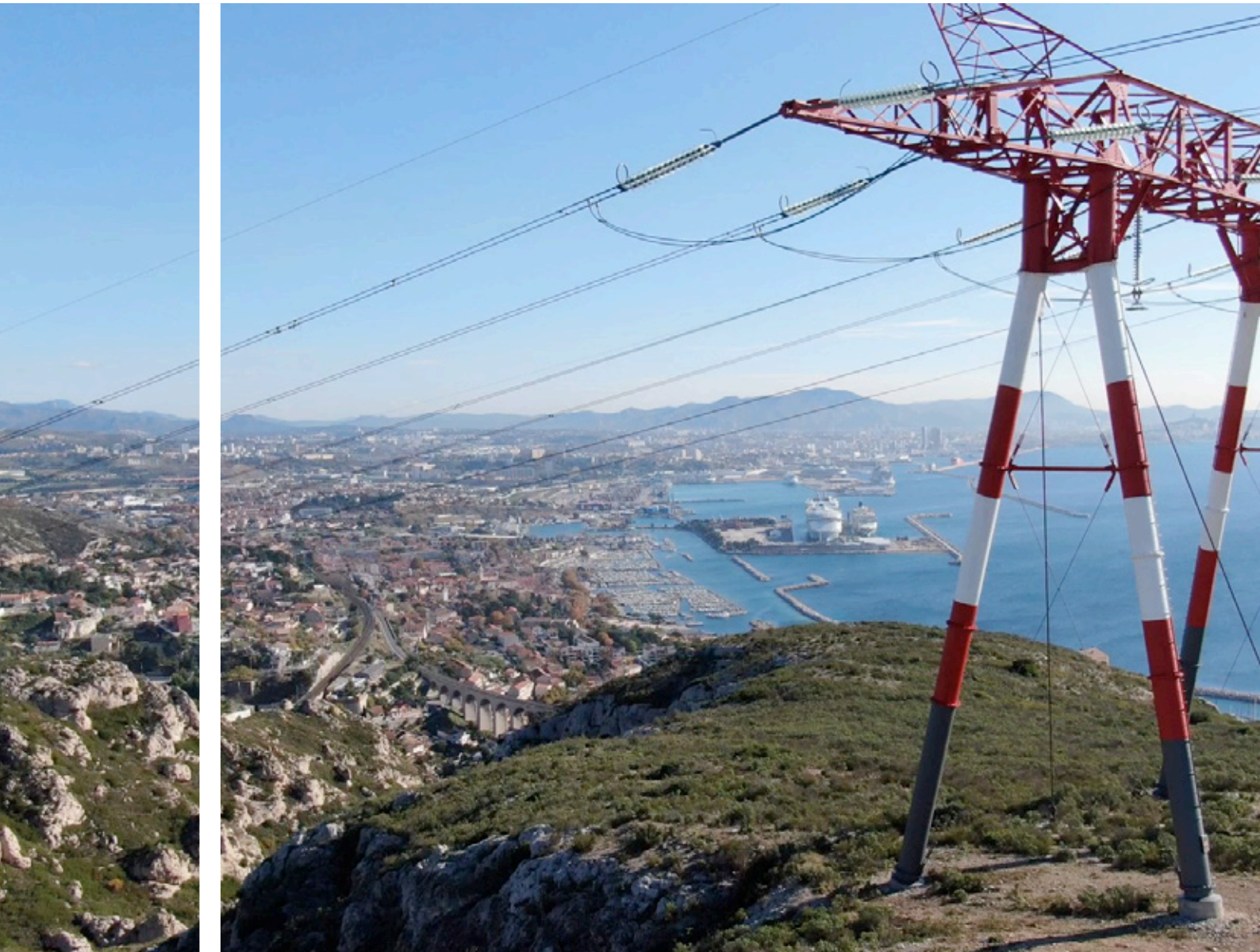


Tableau récapitulatif des stratégies fonctionnelles étudiées

Familles de stratégies	Stratégies fonctionnelles étudiées	
Liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV	Création de liaisons souterraines à 400 kV entre Feuillane et Jonquières	1
	Création de liaisons souterraines à 225 kV entre Feuillane et Jonquières	2
	Création de deux axes 225 kV Roquerousse Feuillane et Feuillane Jonquières	3
Enfouissements partiels « Siphons » d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Enfouissement partiel « Siphon » de 6 km	4
	Enfouissements partiels « Siphon » de 6 et de 10 km	5
	Enfouissement partiel « Siphon » de 25 km	6
Liaisons à courant continu (HVDC) souterraines, sous-marines ou sous-fluviales	Trois liaisons souterraines HVDC entre Feuillane et Jonquières	7
	Stratégie Stop THT 13/30 étape 1 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW)	8
	Stratégie Stop THT 13/30 étape 2 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW + liaison sous-marine HVDC depuis Occitanie)	9
Liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV	Création d'une ligne aérienne à deux circuits entre Feuillane et Jonquières	10
	Création d'une liaison aérienne à un circuit entre Feuillane et Jonquières	11
	Remplacement de la ligne aérienne à double circuit 400 kV Tavel - Réaltor - Ponteau - Feuillane par une ligne quadruples circuits	12
	Reconstruction en 400 kV de l'axe Jonquières-Roquerousse et création d'une liaison 400 kV entre Roquerousse et Feuillane avec 15 km de siphon	13
	Création d'un nouvel axe aérien à 2 circuits 400 kV Tavel - Roquerousse - Feuillane	14

4

Famille des liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Les projets de liaisons souterraines à courant alternatif de 400 kV ou 225 kV se heurtent à titre principal à des limites de faisabilité technique (gestion de l'échauffement des câbles et de la puissance réactive) pour transporter une puissance importante sur une longue distance.

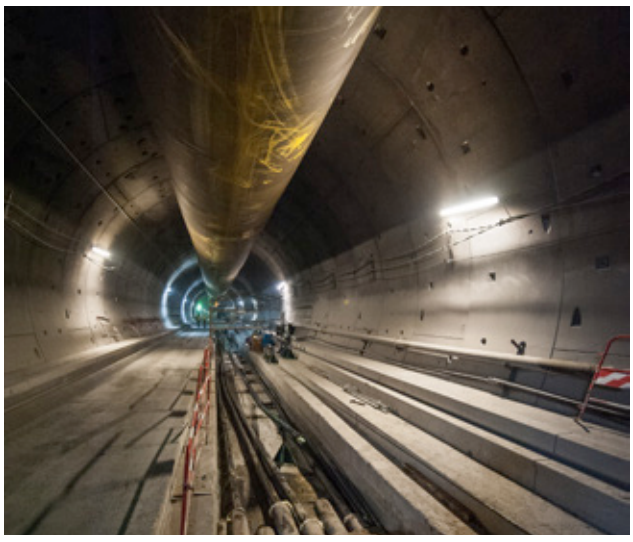
De ce fait, la consistance qui permet de répondre aux contraintes techniques induit des délais et des surcoûts très significatifs.

La plus grande liaison souterraine 400 kV actuellement en exploitation en France fait 2,9 km de long pour une capacité de transit de 1 000 MVA. Pour disposer d'une capacité de transit de 4 400 MW sur une longueur de 65 km, la consistance du projet comprendrait :

- **un linéaire de 12 tri-câbles[1] sur un seul tracé** (ou 2 x 4 sur deux tracés distincts), soit 36 câbles électriques en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé de 64 km de long nécessitant la construction de 768 chambres de jonction bétonnées d'une surface de 384 m² et une emprise de 30 mètres de large pour l'ensemble des liaisons ;
- **une extension de 10 ha des postes de Feuillane et de Jonquières** pour installer 12 départs dans chaque poste et 44 selfs permettant de compenser la puissance réactive produite par les câbles souterrains ;
- **la construction de 2 postes électriques de compensation intermédiaires** de 15 ha chacun sur le tracé de la liaison pour gérer la compensation du réactif des câbles souterrains.

La plus grande liaison souterraine 225 kV actuellement en exploitation en France fait 65 km de long pour une capacité de transit de 500 MVA. Pour disposer d'une capacité de transit de 4 400 MW sur une longueur de 65 km, la consistance du projet comprendrait :

- un linéaire de 16 tri-câbles, soit 48 câbles électriques en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé de 64 km de long nécessitant la construction de 1 024 chambres de jonction bétonnées d'une surface de 384 m² et une emprise de 33 mètres de large pour l'ensemble des liaisons ;
- une extension de 10 ha des postes de Feuillane et de Jonquières pour installer 16 départs dans chaque poste et 20 selfs permettant de compenser le réactif produit par les câbles souterrains.



1. Ensembles de conducteurs unipolaires constituant un système triphasé.

ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES TROIS STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	Liaisons souterraines à courant alternatif 400 kV ou 225 kV		
Numérotation	1	2	3
Stratégies	Création de liaisons souterraines à 400 kV en courant alternatif entre Feuillane et Jonquières	Création de liaisons souterraines à 225 kV en courant alternatif entre Feuillane et Jonquières	Création de deux nouveaux axes 225 kV Roquerousse Feuillane et Feuillane Jonquières
Date de publication par RTE	Septembre 2024	Septembre 2024	Non publié jusqu'alors
Origine de formalisation du document d'étude	Demande de l'État lors de la concertation préalable du public	Demande de l'État lors de la concertation préalable du public	Demande de l'État à l'issue du débat public territorial (complément tierce expertise)
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	C	C	J
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1900MW de CCG	1300 MW sans CCG + 1900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Fiabilité et disponibilité moindres sur la partie souterraine et les postes électriques	Non évalué	Non résilient à N-1, dont incendie
Échéance – Délais	> 2035	Impossibilité du fait du nombre de câbles (16 tri-câbles) à installer	2034
Échéance – Risque sur planning	Ampleur des chantiers, la consommation de foncier et les problématiques d'approvisionnement		Concertation sur les 20 km de ligne aérienne, volume d'équipes travaux mobilisées et réalisation d'une galerie de 4km
Coût	2 200 M€	1 750 M€	1 000 M€
Statut	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**

Famille des «siphons» de liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Les projets de liaison aérienne en courant alternatif 400 kV intégrant une portion souterraine en cours de tracé (un «siphon») se heurtent dans une moindre mesure aux mêmes limites de faisabilité technique (gestion de l'échauffement des câbles et de la puissance réactive) que les projets de liaison souterraine en courant alternatif 400 kV.

De ce fait, la consistance qui permet de répondre aux contraintes techniques des siphons induit des délais et des surcoûts variables en fonction de la longueur souterraine considérée.

Le passage d'un câble aérien à plusieurs tri-câbles souterrains sur une portion du tracé nécessiterait :

- Un linéaire de 12 tri-câbles câbles (ou 8 tri-câbles si deux tracés séparés peuvent être identifiés), soit 36 câbles électriques en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé de la longueur du siphon nécessitant la construction de 12 chambres de jonction bétonnées d'une surface de 384 m² chaque kilomètre et une emprise de 30 mètres de large pour l'ensemble des liaisons ;
- La construction de deux postes électriques de transition aérien/ souterrain. Pour une longueur souterraine inférieure à 6 km, aucun moyen de compensation du réactif n'est nécessaire dans les postes ; au-delà de 6 km de longueur souterraine, des moyens de compensation sont nécessaires en fonction de la longueur totale du siphon.



ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES TROIS STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	**Enfouissements partiels « Siphons »**		
Numérotation	4	5	6
Stratégies	Enfouissement partiel « Siphon » de 6km d'une liaison aérienne à deux circuits à 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Enfouissements partiels « Siphon » de 6 et 10 km d'une liaison aérienne à deux circuits à 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Enfouissement partiel « Siphon » de 25 km d'une liaison aérienne à deux circuits à 400 kV entre Feuillane et Jonquières
Date de publication par RTE	Mars 2025	Mars 2025	Septembre 2024
Origine de formalisation du document d'étude	Demande de l'État dans le cadre de la tierce-expertise	Demande de l'État dans le cadre de la tierce-expertise	Demande de l'État à l'issue de la concertation préalable du public (février-avril 2024)
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	E	E	C
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Fiabilité et disponibilité moindres sur la partie souterraine et les postes électriques		
Échéance – Délais	2031-2034*	2033-2035	> 2035
Échéance – Risque sur planning	Ampleur des chantiers, la consommation de foncier et les problématiques d'approvisionnement		
Coût	560 M€	900 M€	1 500 M€
Statut	**Stratégiet écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**

* La date de mise en service dépend des conditions de réalisation du siphon de 6 km. Avec un ensemble de caractéristiques favorables (localisation connue fin 2025, absence d'expropriation pour la maîtrise du foncier, tracés empruntant le domaine routier et des zones anthropisées, capacités des câbliers pour l'approvisionnement de 140 km de liaisons 400 kV), la date au plus tôt se situe en 2031. En fonction des aléas susceptibles de se matérialiser, le délai supplémentaire s'étage entre un à trois ans.

6 Famille des liaisons à courant continu (HVDC) souterraines et sous-marines

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Les stratégies de cette famille s'appuient sur la technologie du courant continu qui est la seule option technique viable pour transporter de l'électricité en grande quantité dans des câbles souterrains ou sous-marins sur de longues distances, sans avoir besoin de postes électriques spécifiques supplémentaires sur le tracé de la liaison. Une ligne en courant continu a besoin de deux stations de conversion situées à chacune de ses extrémités. Elles convertissent le courant alternatif en courant continu et inversement. Pour du transport de grande puissance, les deux paliers techniques principaux pour les câbles sont le 320 kV en configuration monopôle symétrique pour des puissances de transit de l'ordre de 1 000 MW et le 525 kV en configuration bipôle permettant de transiter jusqu'à 2 000 MW.



Les projets de liaisons souterraines à courant continu se heurtent à titre principal à des coûts élevés et à des problématiques d'approvisionnement en matériels électriques (largement observés sur les marchés relatifs au raccordement éolien en mer au niveau européen) rendant impossible une mise en service avant 2035.

Le transit de 4400 MW nécessite une configuration de trois liaisons (2 liaisons 525 kV et 1 liaison 320 kV) totalisant 5 000 MW de capacités. En termes de consistance, un tel projet nécessite :

- un linéaire composé de deux liaisons HVDC 525 kV composées de 3 câbles chacune et une liaison HVDC 320 kV composé de deux câbles, soit un total de 520 km de câbles en technologie 3 000 mm² cuivre nécessitant la construction de 189 chambres de jonction bétonnées ;
- la construction de six stations de conversion de 5 à 6 ha chacune, soit une extension de 18 ha de chacun des postes de Feuillane et Jonquières.

ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES TROIS STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	**Liaisons à courant continu (HVDC) souterraines, sous-marines ou sous-fluviales**		
Numérotation	7	8	9
Stratégies	Trois liaisons souterraines HVDC entre Feuillane et Jonquières	Stratégie Stop THT 13/30 étape 1 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW)	Stratégie Stop THT 13/30 étape 2 (Feuillane Jonquières HVDC 2 GW + liaison sous-marine HVDC depuis Occitanie)
Date de publication par RTE	Juin 2025	Juin 2025	Juin 2025
Origine de formalisation du document d'étude	Demande de l'État lors de la concertation préalable du public	Besoin d'information du public lors du débat public territorial	Besoin d'information du public lors du débat public territorial
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	C	F	F
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	1 300 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 300 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Indisponibilité longue sur incident et maintenance	Non résilient à N-1, dont incendie.	Indisponibilité longue sur incident et maintenance.
	Moindre maturité, peu de retour d'expérience.		
Échéance – Délais	> 2035	2035	2037
Échéance – Risque sur planning	Complexité des études d'insertion, consommation de foncier et problématiques d'approvisionnement		
Coût	3 600 M€	1 600 - 2 000 M€	surcoût > 3 000 M€
Statut	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**

Famille des liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

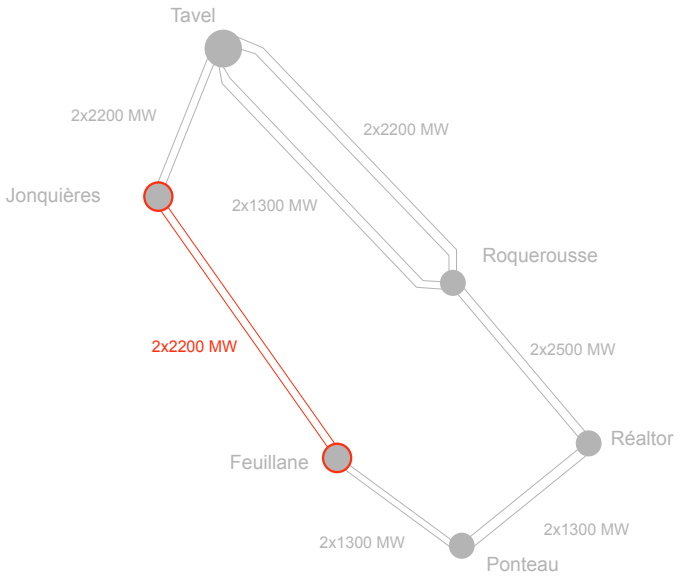
Les stratégies de cette famille s'appuient sur la technologie aérienne 400 kV qui permet de répondre au besoin de capacités en proposant, comme le note la synthèse de la tierce-expertise, le meilleur choix sur les critères principaux que sont fiabilité, délais et coûts. Les variantes étudiées par rapport à la stratégie retenue portent essentiellement sur des tracés de renforcement des capacités susceptibles d'éviter la création d'une nouvelle liaison aérienne en renforçant des axes existants.

Ces projets alternatifs se heurtent à titre principal à des contraintes de respect des règles d'exploitation du réseau permettant de garantir la sécurité d'alimentation de la zone industrialo-portuaire de Fos.

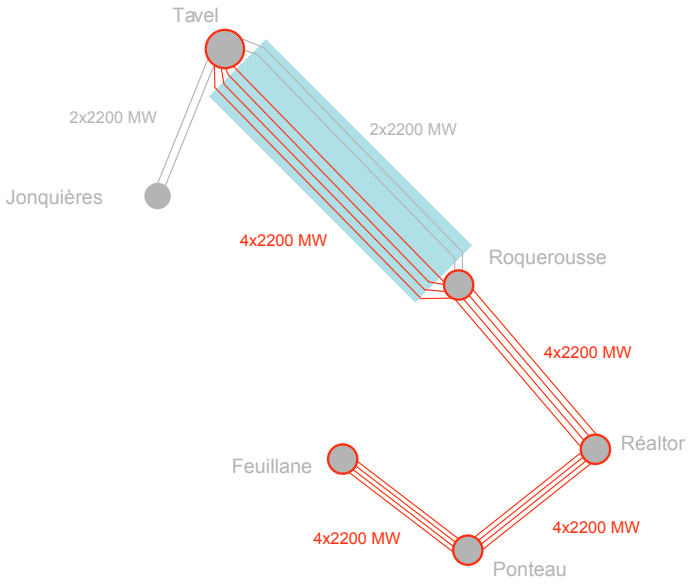
Les schémas simplifiés ci-après illustrent les contraintes (un « mode commun » : c'est-à-dire qu'un aléa unique pourrait conduire à la mise hors service instantanée des circuits) créées par les stratégies 12 à 14 par rapport à la stratégie de référence (n° 10) retenue par RTE.



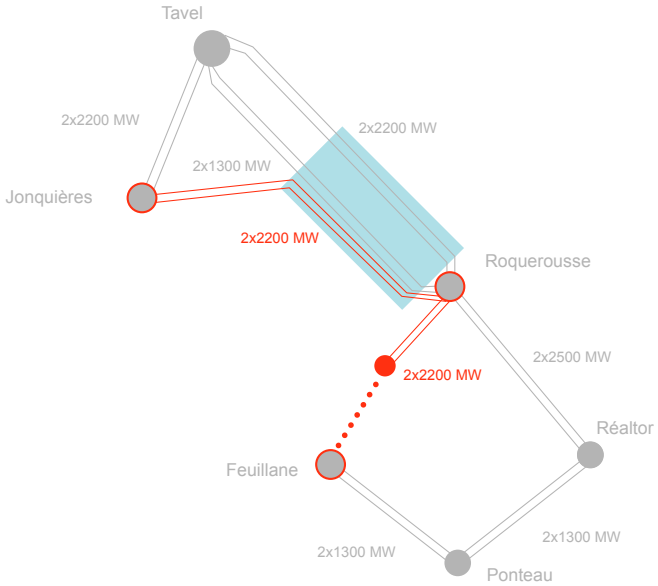
Stratégie 10



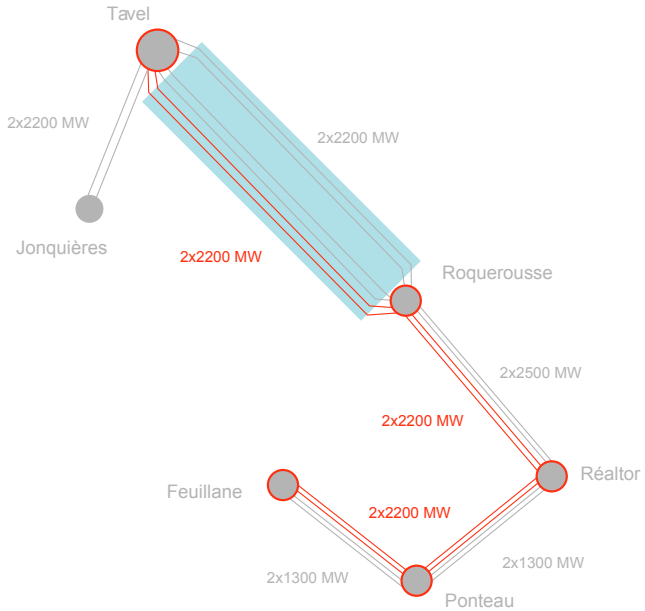
Stratégie 12



Stratégie 13



Stratégie 14



Légende :

- Poste électrique
- Extension de poste existant
- Liaison électrique existante
- Liaison électrique nouvelle (projet)
- Liaison électrique souterraine
- Mode commun

ÉLÉMENTS DE CARACTÉRISATION DES CINQ STRATÉGIES FONCTIONNELLES ÉTUDIÉES

Famille	Liaisons aériennes à courant alternatif 400 kV				
Numérotation	10	11	12	13	14
Stratégies	Création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Création d'une liaison aérienne à un circuit 400 kV entre Feuillane et Jonquières	Remplacement de la liaison aérienne à deux circuits 400 kV Tavel - Réaltor - Ponteau - Feuillane par une ligne à quatre circuits	Reconstruction en 400 kV de l'axe Jonquières-Roquerousse et création d'une liaison 400 kV Roquerousse - Feuillane avec 15km de siphon vers Feuillane	Création d'un nouvel axe aérien à deux circuits 400 kV Tavel - Roque-rousse - Feuillane
Date de publication par RTE	Octobre 2023	Octobre 2023	Septembre 2024	Octobre 2023	Octobre 2023
Origine de formalisation du document d'étude	JTE	Non étudiée	Demande de l'État à l'issue de la concertation préalable du public	JTE	JTE
Éléments disponibles en annexe dans le document : liste en page 17	A B H	A B D	A B D	D	A B D
Service rendu – Capacité créée	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	1 500 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + + 1 900 MW de CCG	3 700 MW sans CCG + + 1 900 MW de CCG
Service rendu – Sécurisation électrique	Résilience du réseau électrique régional garantie		Mode commun et zone de fragilité au nord du poste de Roquerousse avec 6 lignes 400 kV à proximité au sein d'un massif potentiellement sujet aux incendies		
Échéance – Délais	2029	2029	Reconstruction en lieu et place impossible	2034-2036	non estimé
Échéance – Risque sur planning	Calendrier écologique durant les travaux (arrêts pendant certaines périodes)			Maîtrise du foncier	
Coût	400 M€	non estimé	non estimé	1 000 M€	non estimé
Statut	**Stratégie retenue**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**	**Stratégie écartée**

8 Annexes

SOMMAIRE

A	Dossier de présentation et de proposition d'aire d'étude (octobre 2023)	18
B	Dossier de justification technico-économique (octobre 2023)	106
C	Complément d'étude sur les stratégies souterraines écartées (juin 2024)	156
D	Synthèse du complément d'étude sur les stratégies aériennes écartées (juin 2024)	246
E	Note siphon solutions en partie souterraine : de 6 km, ou de 6 km et de 10 km (mars 2025)	261
F	Analyse de la stratégie Stop THT (avril 2025)	273
G	Analyse de l'alternative proposée par le collectif THT 13 (mai 2025)	284
H	Solution aérienne et alternatives souterraines (mai 2025)	286
I	Comparaison des impacts environnementaux, paysagers et agricoles de la solution RTE et de l'alternative proposée par le collectif THT 13 (mai 2025)	292
J	Complément d'étude sur une stratégie 225 kV demandé par l'État : Feuillane – Jonquières ; Roquerousse – Feuillane (juillet 2025)	295

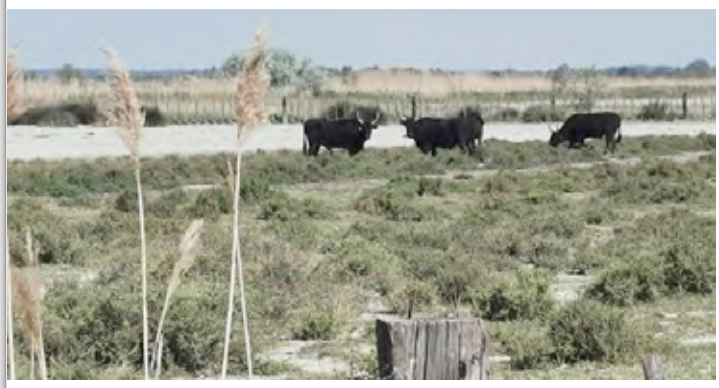
Le réseau de transport d'électricité

Décarbonation et attractivité de la zone industrielle de Fos-sur-Mer

Création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent









Dossier de présentation et de proposition d'aire d'étude

RÉGIONS PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR ET OCCITANIE

Départements des Bouches-du-Rhône et du Gard

OCTOBRE 2023

Les interlocuteurs RTE :

- **Laurence LESSARD**, *pilote du projet*
  Représentante de la Direction de RTE, maître d'ouvrage du projet, elle assure la responsabilité générale du projet auprès de l'ensemble des acteurs concernés.

  Tél. : 06 69 39 54 11 - Email : laurence.lessard@rte-france.com

- **Nathalie BAILLY**, *responsable d'études concertation environnement*
  En charge de la communication externe, elle intervient en appui du directeur du projet pour la concertation, la réalisation des dossiers et le suivi des étapes administratives.

  Tél. : 06 98 76 84 75 - Email : nathalie.bailly@rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité
Centre Développement & Ingénierie Marseille
46 rue Elsa Triolet - CS20022
13417 MARSEILLE Cedex 8

Présentation de RTE

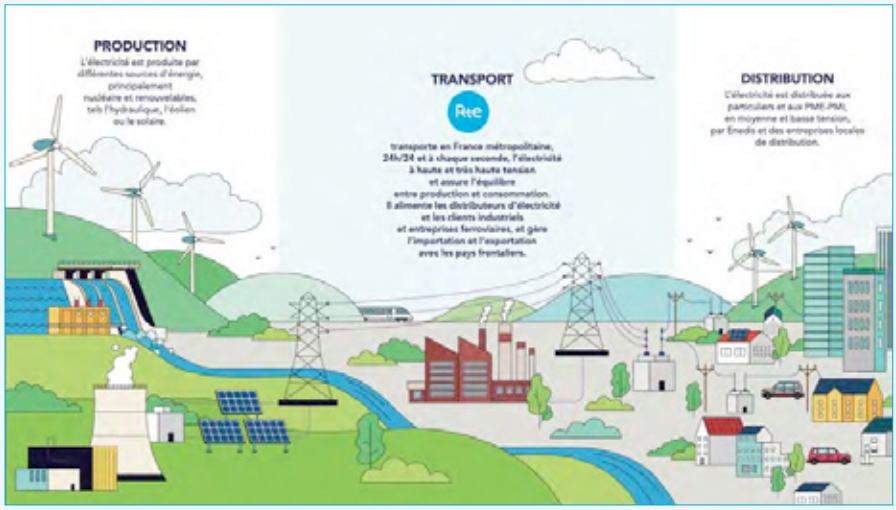
RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, assure une mission de service public : garantir l'alimentation en électricité à tout moment et avec la même qualité de service sur le territoire national grâce à la mobilisation de ses 9 500 salariés.

RTE gère en temps réel les flux électriques et l'équilibre entre la production et la consommation. RTE maintient et développe le réseau haute et très haute tension (de 63 000 à 400 000 volts) qui compte près de 100 000 kilomètres de lignes aériennes, 7 000 kilomètres de lignes souterraines, 2 900 postes électriques en exploitation ou co-exploitation et 51 lignes transfrontalières.

Le réseau français, qui est le plus étendu d'Europe, est interconnecté avec 33 pays.

En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique neutre et indépendant, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les installations de production d'électricité quels que soient les choix énergétiques futurs. RTE, par son expertise et ses rapports, éclaire les choix des pouvoirs publics.

Pour en savoir plus « *http://www.rte-france.com* »



Position de RTE au sein du paysage électrique (RTE, 2023)

Le bureau d'études en environnement :

- **Fabienne ALVAREZ**, *chargée d'études*
  Bureau d'études indépendant, il est mandaté par le maître d'ouvrage pour l'élaboration du présent document.

  Tél. : 04.72.04.93.84 - Email : fabienne.alvarez@geonomie.com

  GÉONOMIE
  309, rue Duguesclin - 69007 LYON

Avant-Propos

Le présent Dossier de Présentation et de Proposition d'Aire d'Étude (DPPAE) s'adresse aux acteurs concernés par la phase de concertation préalable à l'instruction des autorisations du projet de création d'une ligne électrique à 2 circuits 400 000 volts permettant la décarbonation de la zone industrielle de Fos-sur-Mer et le renforcement de son attractivité.

Le projet présenté par RTE consiste à créer un nouvel axe électrique 400 000 volts entre les postes électriques de FEUILLANE situé dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône) et de JONQUIÈRES (Gard) par la création d'une ligne électrique aérienne à deux circuits 400 000 volts entre les deux postes précités.
Ce projet s'inscrit dans l'engagement pour limiter le réchauffement de la planète et les objectifs de la France d'être neutre en carbone d'ici 2050.

En effet, la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer (ZIP) est une des plus importantes zones industrialo-portuaires d'Europe. Véritable moteur de l'industrie régionale, cet espace concentre plusieurs grands sites sidérurgiques et pétrochimiques, trois raffineries et deux terminaux méthaniers et génère d'importantes émissions de CO_2.
La décarbonation de ces industries se traduit par des besoins de puissances électriques extrêmement importantes et dans des délais très courts. Après analyse, la seule solution permettant de répondre à cet apport suffisant d'électricité permettant de mettre en œuvre la transition énergétique de ce pôle industriel, consiste à créer un nouvel axe 400 000 volts double circuit d'environ 65 kilomètres en technologie aérienne entre ces postes électriques.

La mise en service de ce projet, dont le coût est estimé à 300 millions d'euros, est prévue à l'horizon 2028.



Localisation du projet

II

Conformément à la circulaire dite « Fontaine », le présent document a notamment pour objectifs *:*

- d'une part, d'informer de façon précise et explicite sur la nécessité de créer une ligne électrique aérienne à double circuit 400 000 volts ;
- d'autre part, de proposer la zone géographique dite « aire d'étude » à l'intérieur de laquelle ce projet pourra s'inscrire.

Les informations exposées dans ce document serviront de base à une première réunion plénière de l'instance locale de concertation menée sous l'égide du préfet coordonnateur des Bouches-du-Rhône, qui réunira les différents acteurs des deux départements concernés : autorités et services déconcentrés de l'État, élus, collectivités locales, chambres consulaires, partenaires socio-économiques, associations…

Cette première réunion aura pour objectif de présenter le projet et de valider l'aire d'étude associée.

Suite à cette validation, la deuxième phase de la concertation Fontaine pourra être engagée. Elle consistera à rechercher, à l'intérieur de l'aire d'étude, les possibilités d'implantation de l'ouvrage projeté au regard de ses caractéristiques et des enjeux environnementaux, puis à les proposer à la concertation lors d'une seconde réunion plénière.

La concertation à RTE : une obligation, une nécessité et une conviction

Mener une concertation est une obligation. Elle résulte du code de l'environnement (participation du public, enquête publique) et de la circulaire « Fontaine ».

C'est également une nécessité. RTE est un acteur et un partenaire des territoires sur le long terme : ses infrastructures d'intérêt général indispensables à la transition énergétique et les activités quotidiennes de ses 9 500 collaborateurs concernent plus d'une commune sur deux. Les parties prenantes locales attendent de RTE d'être associées aux projets et de participer aux choix : RTE, aménageur durable, se doit de répondre à ces attentes pour assurer le bon déroulement de chaque projet mais aussi pour ancrer sa présence et sa légitimité à long terme.
C'est enfin une conviction. La concertation permet en effet à RTE d'améliorer ses projets, de créer de l'adhésion et du consensus autour d'eux. La concertation permet de mieux cerner et répondre aux enjeux et attentes du territoire, d'expliquer les impacts environnementaux, de les hiérarchiser, et de chercher à les éviter et les réduire puis les compenser le cas échéant, d'identifier les retombées positives adaptées, tout en maîtrisant le coût des projets.

Tout au long du processus, c'est le meilleur projet pour la collectivité qui est recherché, à savoir :

1. le plus intéressant pour la collectivité au meilleur coût ;
2. de moindre impact environnemental et sociétal ;
3. et maximisant les retombées positives pour les territoires.

Pour ce faire, la démarche Eviter-Réduire-Compenser et Suivre (ERC-S) est mise en œuvre tout au long du projet, ceci en associant les acteurs du territoire et le public le cas échéant.
En définitive, la concertation est donc menée par RTE avec une approche proportionnée à chaque projet, dans un objectif d'efficacité opérationnelle et un impératif de célérité lié à l'urgence climatique.

Sommaire

page

Première partie :
LA JUSTIFICATION ET LA PRÉSENTATION DU PROJET

1.1. Le contexte national et régional 4
1.2. La situation actuelle du réseau électrique très haute tension 7
1.3. Les hypothèses de production et de consommation en région PACA 9
1.4. La description des contraintes et opportunités du réseau électrique 13
1.5. La description des stratégies étudiées par RTE mais écartées ou non retenues 17
1.6. La description de la solution retenue 24
1.7. Les caractéristiques techniques de la ligne à 400 000 volts à construire 27

Deuxième partie :
LA PROPOSITION D'AIRE D'ÉTUDE ASSOCIÉE AU PROJET

2.1. Les éléments à prendre en compte pour la détermination d'une aire d'étude 30
2.2. L'état initial de l'environnement du territoire étudié 32
2.2.1. Milieu physique 32
2.2.2. Milieu naturel 38
2.2.3. Milieu humain 53
2.2.4. Patrimoine et paysage 62
2.3. L'aire d'étude proposée pour le projet 68

Troisième partie :
DE LA CONCERTATION À LA RÉALISATION DU PROJET

3.1. Les procédures liées à la construction des ouvrages électriques 74
3.2. Les acteurs de la concertation 78
3.3. Les grandes étapes du projet 79

Partie 1

La justification et la présentation du projet

Cette première partie présente les raisons qui ont conduit RTE à décider d'un projet de création d'une nouvelle ligne électrique aérienne, entre le poste de FEUILLANE à Fos-sur-Mer dans les Bouches-du-Rhône et le poste de JONQUIÈRES dans le Gard, afin de permettre la décarbonation de l'industrie et assurer la sécurité d'alimentation en électricité de la région.

1.1. Le contexte national et régional

Le développement d'installations permettant la neutralité carbone correspond à la mise en œuvre des politiques portant sur la transition énergétique.

1.1.1. Vers la neutralité carbone

Afin de contribuer à l'engagement pour limiter le réchauffement de la planète, la France a pour objectif d'être neutre en carbone d'ici 2050.

L'ambition de neutralité carbone en 2050 signifie que les émissions nationales de gaz à effet de serre ne devront alors pas dépasser les quantités de gaz à effet de serre absorbées sur le territoire français par les écosystèmes (forêts, prairies, sols agricoles…) et certains procédés industriels (capture et stockage ou réutilisation du carbone).

Les engagements climatiques de la France, et plus généralement de l'Union européenne, ne se réduisent pas à une cible 2050. Ils impliquent qu'une partie de l'effort soit réalisée lors de la décennie 2020-2030, ce qui se traduit par un engagement inscrit dans la Stratégie Nationale Bas Carbone de réduire, d'ici 2030, les émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à leur niveau de 1990. Une volonté politique d'accélérer cette réduction avec un nouvel objectif de 55 % de diminution par rapport aux émissions de 1990 est en cours de légiférération.

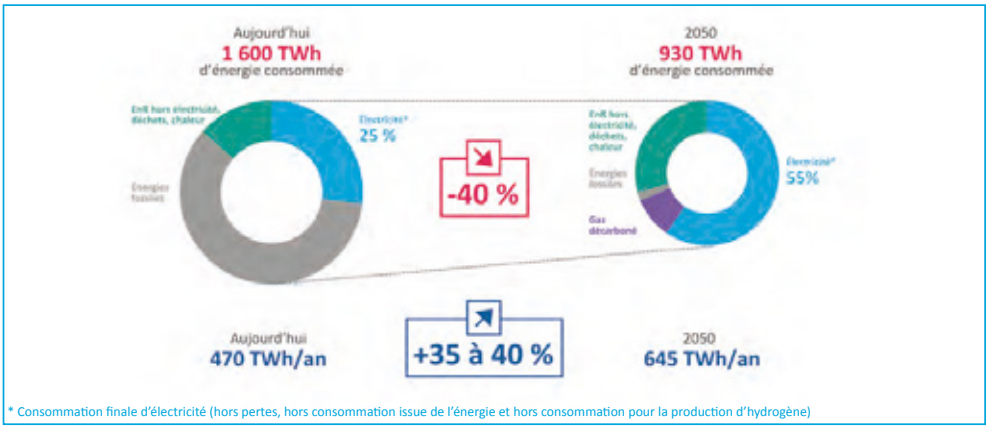
En France, environ 60 % de l'énergie utilisée est d'origine fossile : il s'agit principalement des produits pétroliers (de l'ordre de 40 %), du gaz naturel (de l'ordre de 20 %) et du charbon (moins de 1 %).

1.1.2. « Futurs énergétiques 2050 »

Le document « Futurs énergétiques 2050 » élaboré par RTE s'inscrit dans le cadre de la stratégie énergie climat décidée par la France pour atteindre la neutralité carbone. Ils reprennent ainsi les orientations définies dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) adoptée en 2020.

La SNBC est en premier lieu fondée sur une perspective de forte diminution de la consommation énergétique totale, qui s'établirait pour la France à environ 930 TWh en 2050, contre près de 1 600 TWh* en 2050, contre près de 1 600 TWh aujourd'hui.

La seconde caractéristique de la SNBC est de prévoir une évolution structurelle du bouquet énergétique en faveur des énergies bas-carbone, notamment l'électricité (55 % de la consommation d'énergie finale en 2050, contre 27 % aujourd'hui) et la biomasse (24 % en 2050, contre 11 % aujourd'hui), en misant très largement sur les énergies renouvelables.



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)

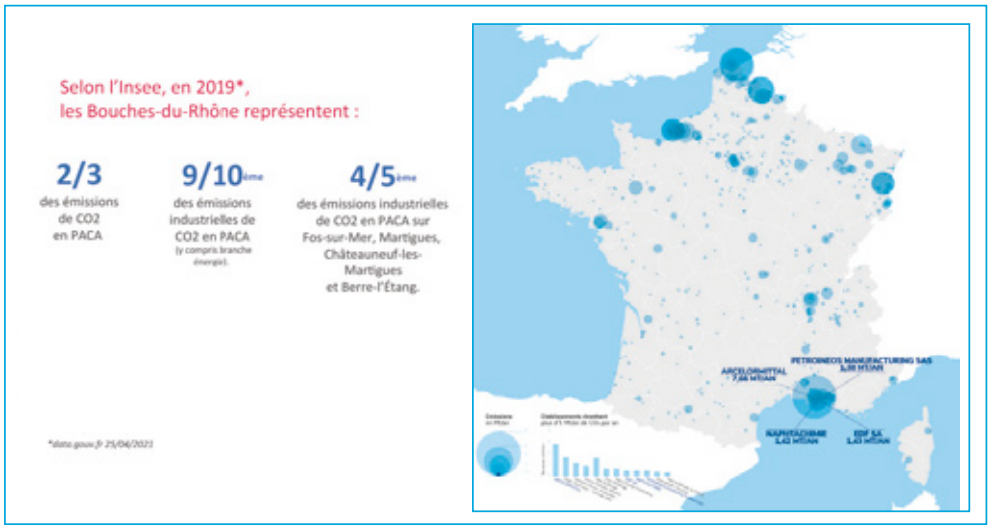
La décarbonation engagée passe par l'électrification des usages

* Twh : térawatt-heure : 1 milliard de KW-heure.

Pour ce qui concerne la consommation d'électricité, le document « Futurs énergétiques 2050 » identifiait trois secteurs orientés très fortement à la hausse du fait des nouveaux usages électriques : les transports (+85 TWh sur la période), **l'industrie (+65 TWh) et la production d'hydrogène (+50 TWh).**

1.1.3. Zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer (ZIP)* est une des plus importantes zones industrialo-portuaires d'Europe. Véritable moteur de l'industrie régionale, cet espace concentre plusieurs grands sites sidérurgiques et pétrochimiques, trois raffineries et deux terminaux méthaniers et génère d'importantes émissions de CO_2.



Émissions de GES dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

La décarbonation de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer se traduit par des besoins de puissances électriques extrêmement importantes et dans des délais très courts.

Avec plus de 6 000 MW de demandes de raccordement au réseau de transport d'électricité, les puissances électriques nouvelles dans la zone industrielle de Fos-sur-Mer à horizon 2030 sont quasiment équivalentes à la puissance de pointe actuelle de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Ces projets de remplacement des énergies fossiles (fioul, charbon, etc.) par l'énergie électrique concernent **:**

- des projets de décarbonation directe des process industriels. RTE estime le besoin de puissance supplémentaire entre 1 000 et 1 500 MW ;
- des projets de production d'hydrogène : utilisation pour produire des e-carburants, substitution à de l'hydrogène gris, réduction directe du minerai de fer, usages thermiques… RTE a d'ores et déjà reçu pour plus de 5 000 MW cumulés de demande de raccordement pour des électrolyseurs.

De plus, un projet de réindustrialisation, attiré par l'écosystème industriel et les facilités logistiques déjà présents sur cette zone, a également demandé un raccordement.

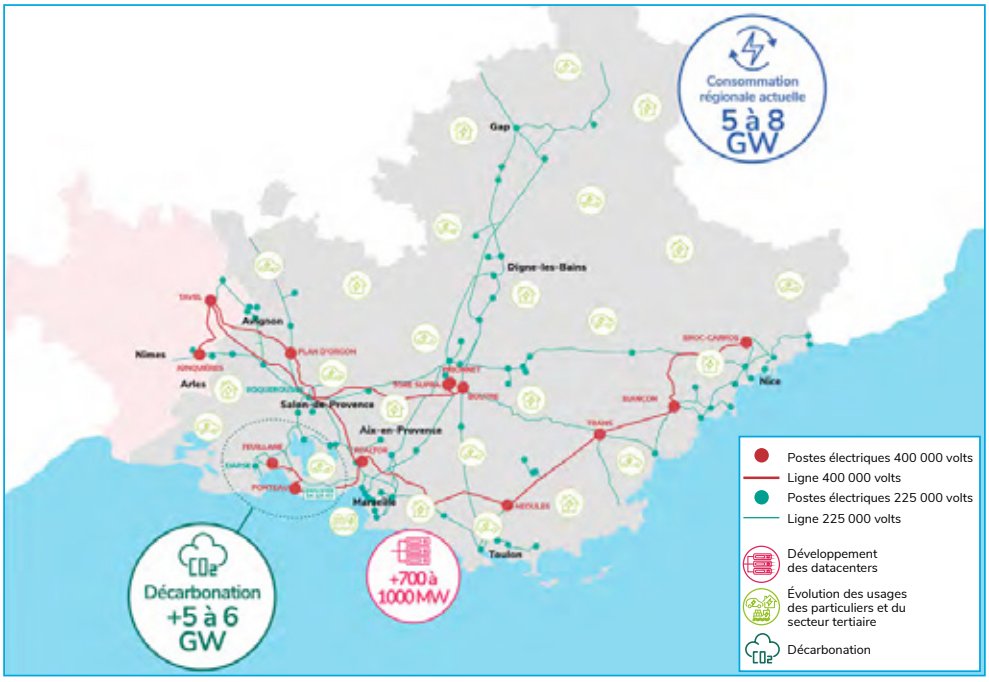
Enfin, le développement de l'éolien offshore sur la façade méditerranéenne pourrait faire émerger une filière industrielle qui pourrait être localisée dans cette zone.

* Cette zone comprend le grand port maritime de Marseille sur les communes de Fos-sur-Mer et Port saint Louis du Rhône et l'ensemble des communes situées sur le pourtour de l'étang de Berre.



État des demandes de raccordement
dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

Au-delà de la zone de Fos-sur-Mer, le système électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur doit pouvoir faire face aux autres évolutions de la consommation d'électricité, comme le fort développement des datacenters sur la zone Aix-Marseille, le raccordement des navires à quai dans les grands ports régionaux et des transferts d'usage vers l'électricité dans le cadre de la transition énergétique (développement des pompes à chaleur, des véhicules électriques, etc.).



Consommation du Gard et de Provence-Alpes-Côte d'Azur et son évolution attendue

La croissance importante des besoins électriques des industriels de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer en lien avec la décarbonation implique de repenser l'alimentation électrique de ce territoire, et plus généralement de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur de la France.

Afin de répondre à ces nombreux enjeux, RTE propose de créer un nouvel axe à 400 000 volts de forte capacité entre les sites existants de JONQUIÈRES (sur la commune de Jonquières-Saint-Vincent, Gard) et FEUILLANE (sur la commune de Fos-sur-Mer, Bouches-du-Rhône).

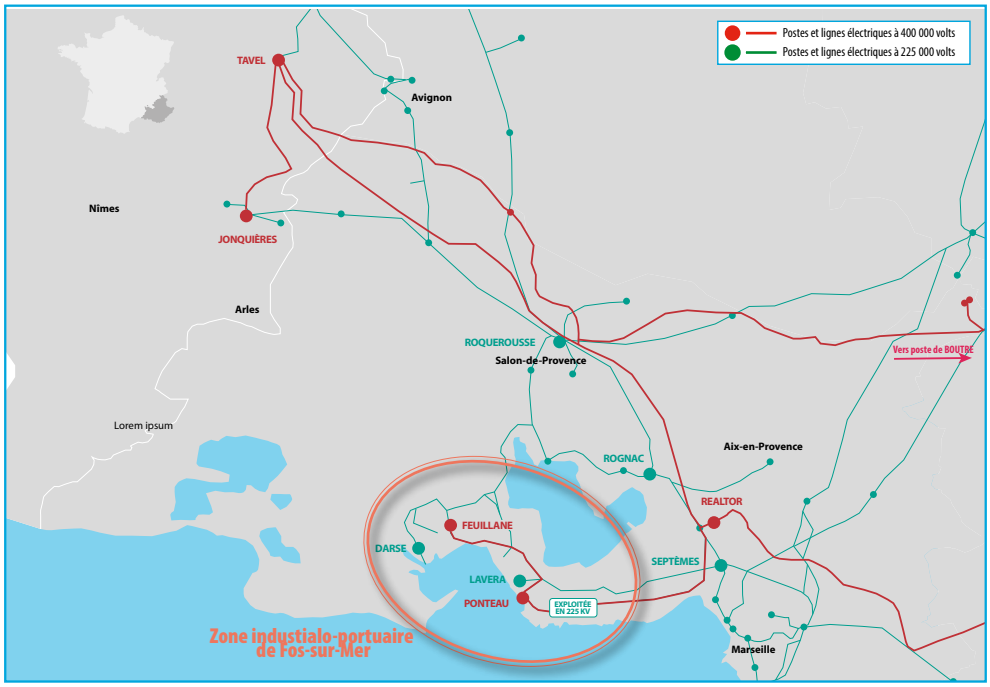
1.2. La situation actuelle du réseau électrique très haute tension

L'alimentation en électricité de la région s'articule sur le réseau 400 000 volts puis sur le réseau 225 000 volts.

La région Provence Alpes Côte d'Azur ne produit que 40 % de l'électricité qu'elle consomme. L'énergie électrique consommée en Provence-Alpes-Côte d'Azur est donc essentiellement produite à l'extérieur de la région (essentiellement dans la Vallée du Rhône) et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport, notamment depuis les centrales de production situées dans la Vallée du Rhône.

Deux lignes doubles circuits 400 000 volts constituent l'ossature du réseau de transport d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur :

- la ligne aérienne à double circuit 400 000 volts TAVEL - RÉALTOR : il s'agit de l'axe principal d'alimentation régionale puisqu'il permet la desserte d'Aix-Marseille (via le poste du RÉALTOR) puis de Toulon, Cannes et Nice ;
- la ligne aérienne à double circuit 400 000 volts TAVEL - BOUTRE.



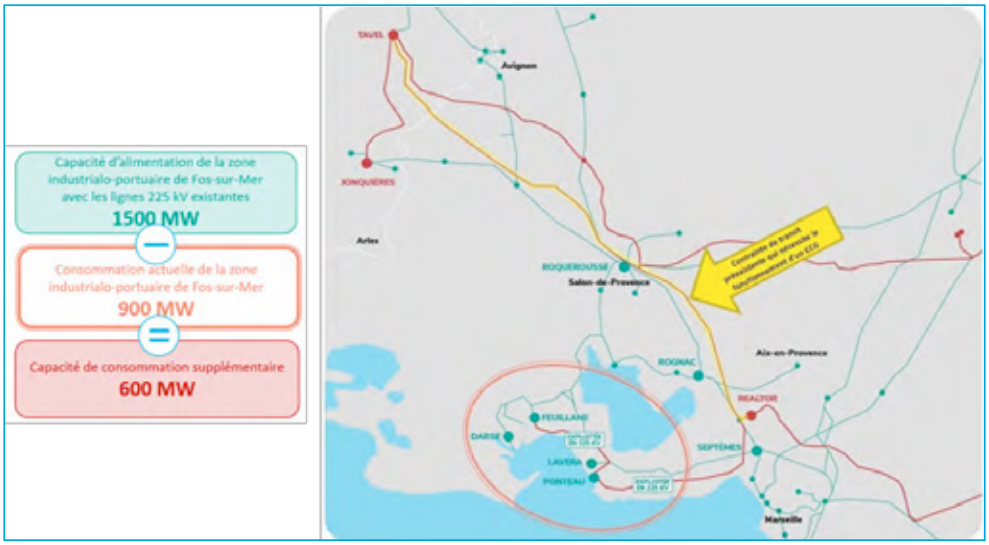
Réseau de transport très haute tension desservant la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer (cercle orange)

La zone industrialo-portuaire (ZIP) de Fos-sur-Mer est ensuite alimentée via le réseau 225 000 volts, depuis les postes de ROQUEROUSSE (Salon-de-Provence) ou RÉALTOR (Cabriès) par :

- la ligne aérienne à double circuit 225 000 volts PONTEAU - RÉALTOR 1&2 (construite en technique 400 000 volts et actuellement exploitée à 225 000 volts) ;
- la ligne aérienne à 225 000 volts LAVÉRA - SEPTÈMES ;
- la file de lignes aériennes à 225 000 volts FEUILLANE - SAINT-CHAMAS - ROGNAC ;
- la file de lignes aériennes 225 000 volts entre DARSE et ROQUEROUSSE.

La capacité actuelle du réseau permet un accueil de consommation supplémentaire limité, qui ne répond pas aux besoins futurs :

- localement, le réseau à 225 000 volts qui dessert la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer dispose d'une capacité d'accueil résiduelle d'environ 600 MW. Au-delà, la sécurité d'alimentation de cette zone ne peut être assurée qu'en adaptant le réseau pour augmenter la capacité d'import de la zone.
- plus globalement, la sécurité d'alimentation de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur repose, depuis quelques années, sur un réseau exploité à son maximum, une maîtrise de la consommation et une production régionale, dont une partie importante est carbonée (centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz de la zone de Fos). Pour accueillir 600 MW de consommation, un recours supplémentaire à toute la production régionale est alors nécessaire. La sécurité d'alimentation régionale repose donc sur la pleine disponibilité des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz de la zone de Fos-sur-Mer.



Capacité d'accueil résiduelle actuelle de la zone industrialo-porturaire de Fos-sur-Mer

Par ailleurs, le système électrique régional est dès à présent particulièrement exposé aux impacts du changement climatique, notamment à travers les phénomènes :

- d'augmentation du risque incendie : en cas de coupure de la double ligne Tavel Réaltor (cf. incendie été 2022 pour permettre l'intervention des pompiers dans le massif de la Montagnette), la garantie de l'alimentation électrique de la région n'est plus assurée en permanence ;
- de risque de sécheresse puisqu'une part importante de l'énergie produite en Provence-Alpes-Côte d'Azur est d'origine hydraulique. L'année 2022 a été marquée par une sécheresse longue qui a réduit la production hydraulique en France à son plus bas niveau depuis 1976 ;
- de fortes chaleurs avec un impact à la baisse sur la capacité de transit des lignes.

Ainsi, la résilience du réseau doit être prise en compte dans les réflexions de développement de réseau.

Pour permettre la décarbonation de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, et plus généralement assurer la sécurité d'alimentation de la Provence et de la Côte-d'Azur, RTE a lancé plusieurs projets d'optimisation et de renforcement des ouvrages électriques existants. Néanmoins, même lorsque la capacité technique maximale de l'infrastructure existante sera atteinte, la construction d'une nouvelle ligne reste indispensable.

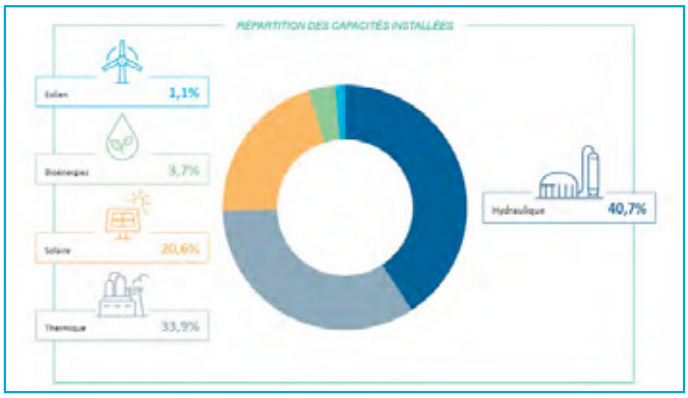
1.3. Les hypothèses de production et de consommation en région PACA

L'analyse des différentes hypothèses démontre que la capacité d'accueil de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer est insuffisante pour permettre la décarbonation de l'industrie.

1.3.1. Hypothèses de production

A/Production actuelle

Le parc de production de la région Provence-Alpes Côte d'Azur dispose de **8 038 MW** de puissance installée qui se répartissent ainsi par filière technologique et géographiquement :

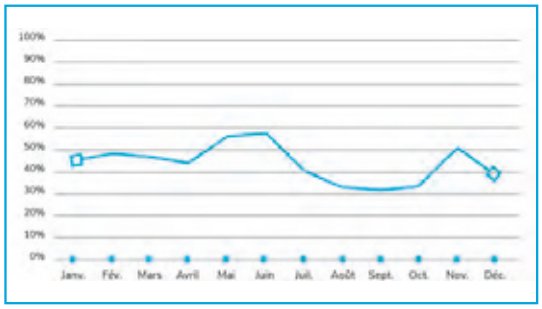


Répartition de la production régionale installée par technologie

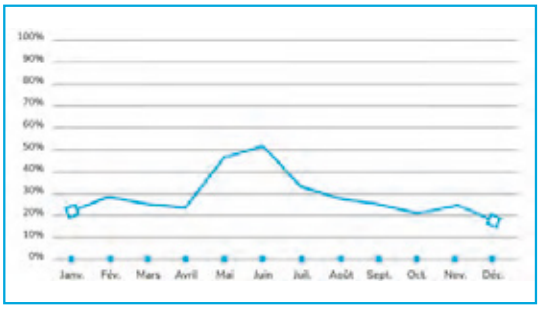


Localisation du parc de production régionale

Actuellement, la production régionale d'électricité couvre environ 40 % de la consommation régionale.
Néanmoins, compte tenu de la forte part d'énergie renouvelable (30 %), le taux de couverture de la consommation est très variable d'une saison sur l'autre et nécessite le recours au réseau pour assurer la garantie d'alimentation :



Taux de couverture de la consommation par la production d'électricité en 2021 en Provence-Alpes-Côte d'Azur.



Taux de couverture de la consommation par la production d'électricité d'origine renouvelable en 2021 en Provence-Alpes-Côte d'Azur.

B/Production future

Les hypothèses de nouvelles productions structurantes dans la zone de Fos-sur-Mer et plus globalement en Provence-Alpes-Côte d'Azur sont exclusivement issues de sources d'énergies renouvelables :

- le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) PACA prévoit l'accueil de 6 400 MW d'EnR supplémentaires à l'horizon 2030 pour l'ensemble de la région (dont environ 1 700 MW d'électricité photovoltaïque sur la Métropole Aix Marseille Provence) ;
- un parc éolien offshore répondant au 6e appel d'offres lancé par l'État (AO6), dont l'implantation au large de Fos confirmé au second trimestre 2023, apportera une puissance installée de 250 MW à l'horizon 2030, extensible à 750 MW dans un second temps.

À plus long terme, le gouvernement a fixé des objectifs de capacité supplémentaire d'éolien en mer de 2000 à 3 500 MW à attribuer d'ici 2033, voire 7 500 MW d'ici 2050, qui seront à affiner lors du débat de façade en Méditerranée prévu à partir de l'automne 2023.

Dans le cadre des études pour déterminer la future structure de réseau, plusieurs variantes concernant le démarrage des centrales à gaz et l'éolien off-shore ont été simulées.

A ce jour, le développement de la production régionale repose uniquement sur des énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques variables, nécessitant un apport complémentaire substantiel de production depuis les régions voisines pour garantir à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, et donc un développement du réseau électrique en conséquence.

1.3.2. Hypothèses de consommation d'électricité

A/Consommation actuelle

La consommation actuelle de la zone industrialo-portuaire représente environ 900 MW qui se répartissent out autour de l'Étang-de-Berre.
Plus largement, en 2022, la consommation à température normale (corrigée des aléas météorologiques) en Provence-Alpes-Côte d'Azur s'établit à 36 TWh et a atteint une puissance maximale de 7 278 MW.
Ce niveau de consommation s'inscrit dans une tendance stable, voire légèrement baissière, ces 15 dernières années.

B/Hypothèses de consommation future

Dans la seule zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, RTE a déjà reçu une vingtaine de demandes de raccordement représentant plus de 6 000 MW de consommation (soit le doublement de la puissance à la pointe de consommation régionale) qui visent une mise en service à l'horizon 2028-2029.
Entre 1 000 et 1 500 MW de demandes de raccordement correspondent à une décarbonation directe des industriels déjà présents sur la zone et sont donc considérés comme robustes, car il s'agit du maintien d'une activité industrielle pré-existante.
Ensuite les nouveaux besoins en électricité concernent des projets d'hydrogène, pour environ 5 000 MW. Ces projets de production d'hydrogène ont des niveaux de maturité différents.

Enfin, un projet de réindustrialisation (usine de production de panneaux photovoltaïques) est également en cours de développement sur la zone et nécessite une puissance de 240 MW rapidement.

S'il est prudent de prendre en compte un étalement voire une érosion des projets dans la ZIP de Fos-sur-Mer, il reste néanmoins utile d'anticiper de la capacité pour permettre une décarbonation en profondeur à terme et un développement industriel.

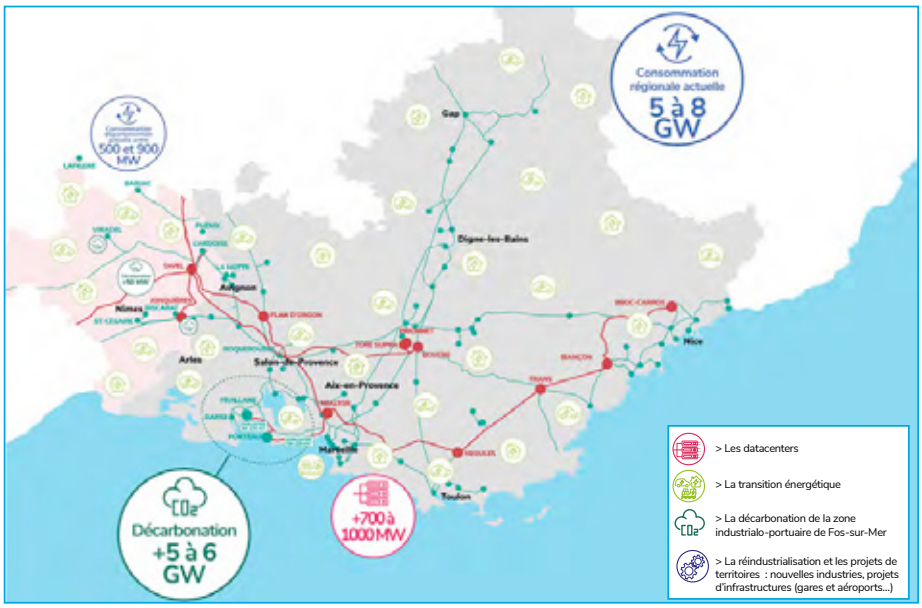
La poursuite du mouvement de décarbonation sur le territoire régional est notamment attendue dans les secteurs de la pétrochimie (substitution de l'hydrogène carboné par de l'hydrogène bas-carbone, et basculement des chaudières et turbines du gaz vers l'électricité) et des cimentiers (captage ou valorisation du CO_2 émis fatalement par le process). La capacité créée contribuera ainsi, dans la durée, à consolider l'attractivité de la zone, qui dispose déjà de propriétés favorables avec un écosystème industriel riche, du foncier à aménager et des facilités logistiques (mer, rail, fleuve, route, pipeline).

Sur la base de l'analyse des demandes exprimées et du potentiel de développement de la ZIP de Fos-sur-Mer, il semble ainsi raisonnable de prévoir un développement du réseau d'alimentation électrique de la zone pour *a minima* 3 000 MW de consommation supplémentaire.

Au-delà de la décarbonation de sites industriels existants et de projets de réindustrialisation localisés dans la ZIP de Fos-sur-Mer, le système électrique de Provence-Alpes-Côte d'Azur doit également pouvoir faire face :

- au développement des datacenters, notamment dans le secteur Aix-Marseille : la hausse de consommation liée au développement des datacenters est estimée à +700 MW à horizon 2027 ;
- à la transition énergétique des particuliers et du secteur tertiaire : même si la France a pour objectif une réduction globale de sa consommation d'énergie à horizon 2050, la transition vers une énergie décarbonée devrait conduire à une croissance importante de la consommation en électricité d'ici 2035, portée par l'électrification des usages (électrification des navires à quai dans les grands ports de la région, véhicules particuliers et collectifs électriques, mode de chauffage, etc.).

Sur la base de l'analyse des demandes exprimées et du potentiel de développement de la région (hors ZIP de Fos-sur-Mer), il semble ainsi raisonnable de prévoir un développement du réseau d'alimentation électrique pour *a minima* 700 MW de consommation supplémentaire.



Consommation du Gard et de Provence-Alpes-Côte d'Azur et son évolution attendue

La très forte croissance des besoins électriques de la zone industrialo-portuaire implique de repenser la capacité d'accueil du réseau électrique de la zone et, plus globalement, les conditions de la sécurité d'approvisionnement électrique régionale.

1.3.3. Interconnexions

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur joue actuellement un rôle modeste dans la solidarité européenne, via une interconnexion 225 000 volts avec l'Italie (1.4 TWh exportés vers ce pays en 2021) permettant un transit d'environ 200 MW.
Il n'existe pas actuellement de projet de renforcement de cette interconnexion, l'essentiel des échanges France-Italie étant assuré depuis la région Rhône-Alpes, principalement pour des besoins d'import d'énergie depuis l'Italie.
Tout développement d'une nouvelle interconnexion en région Provence-Alpes-Côte d'Azur amplifierait les contraintes de transits qui traversent la région d'Ouest en Est.

1.4. La description des contraintes et opportunités du réseau électrique

La création d'un nouvel axe 400 000 volts s'avère indispensable, pour permettre la décarbonation de l'industrie et la sécurité de l'alimentation en électricité de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

1.4.1. Contraintes de transit

RTE doit garantir à tout moment la sécurité des biens et des personnes dans l'exploitation du réseau de transport d'électricité.
Pour exploiter son réseau, RTE doit s'assurer en permanence que les courants qui parcourent ses ouvrages restent inférieurs aux limites maximales admissibles, tant en régime normal qu'en régime dégradé (c'est-à-dire intégrant l'indisponibilité prévue ou fortuite d'un ouvrage), pour garantir la sécurité des biens et des personnes (échauffement des câbles provoquant un franchissement des distances de sécurité) et la pérennité des matériels (atteinte des seuils maximums de fonctionnement).
Un ouvrage de RTE est dit « en contrainte » dès lors que les courants électriques qui le parcourent sont susceptibles de franchir ces limites.
Le cas échéant, des actions préventives ou curatives immédiates (redistribution de la production appelée redispatching, redistribution des flux, délestages.) sont à prévoir pour ramener les transits à des niveaux acceptables.
Lorsque ces contraintes deviennent récurrentes et de plus en plus amples, les parades classiques ne sont plus efficaces et le coût des actions curatives ou préventives mises en œuvre augmente en proportion. Dès lors, c'est ce coût d'élimination des contraintes qui, en regard du coût prévisionnel d'investissement, permet de justifier économiquement un renforcement du réseau.
Le renforcement du réseau électrique en augmentant ses capacités de transit devient la stratégie de référence. Le taux de fréquence des contraintes inadmissibles dépend des flux mais aussi des capacités relatives des ouvrages. Ainsi, un ouvrage de faible capacité peut apparaître comme très contraint, tandis qu'un autre ouvrage traversé par des flux plus importants mais présentant une plus grande capacité apparaîtra comme moins contraint.

A/Situation actuelle

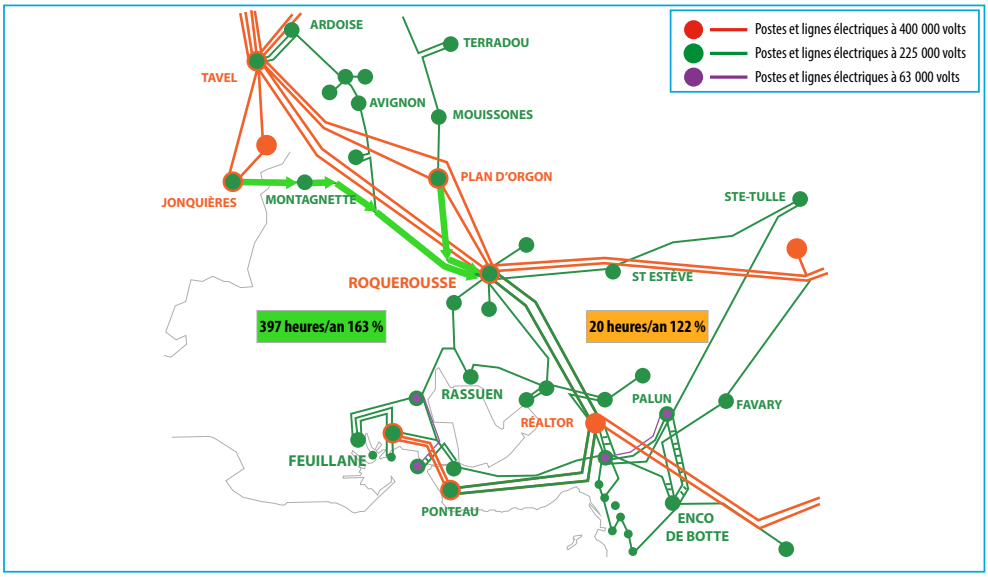
Sur la zone de Fos-sur-Mer, avec la production, la consommation et la structure de réseau actuelle, il n'existe pas de contraintes de transit sur le réseau. En effet, le réseau à 225 000 volts qui dessert la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer dispose d'une capacité d'accueil de consommation résiduelle d'environ 600 MW. Au-delà, la sécurité d'alimentation de cette zone ne peut être assurée qu'en adaptant le réseau pour augmenter la capacité d'accueil de la zone.

Au niveau de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, la sécurité d'alimentation repose, depuis quelques années, sur une maîtrise de la consommation, une mobilisation de la production régionale, dont une partie importante est carbonée (centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz de la zone de Fos-sur-Mer), et un réseau exploité à son maximum : de légères contraintes de transit peuvent apparaître quelques heures dans l'année (moins de 5 % du temps) sur l'axe à 400 000 volts TAVEL - RÉALTOR et le réseau 225 000 volts à proximité, ce qui reste un niveau de contrainte acceptable, car maîtrisable par un recours supplémentaire à la production régionale et/ou la prise de schémas d'exploitation inhabituels permettant de répartir les flux.

L'accueil de 600 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui ne génère pas de contrainte de transits sur le réseau électrique proche de la zone de Fos-sur-Mer, mais nécessite un recours supplémentaire à la production régionale pour maîtriser les transits sur les grands axes d'alimentation régionale : la sécurité d'alimentation de la Provence-Alpes-Côte d'Azur repose alors davantage sur une disponibilité des CCG de la zone de Fos-sur-Mer.

Enfin, en cas d'indisponibilité simultanée des 2 circuits composant l'axe 400 000 volts TAVEL - RÉALTOR (avarie d'un circuit pendant que l'autre est en maintenance, avarie simultanée des 2 circuits pour une même cause comme un incendie sous la ligne, un orage, la ruine d'un pylône supportant les 2 circuits), la mobilisation totale de la production régionale hydraulique et thermique est aujourd'hui nécessaire pour maintenir l'alimentation régionale et doit être complétée par de légers ordres de sauvegarde (baisse de la tension voire délestage des clients domestiques) à certains moments.

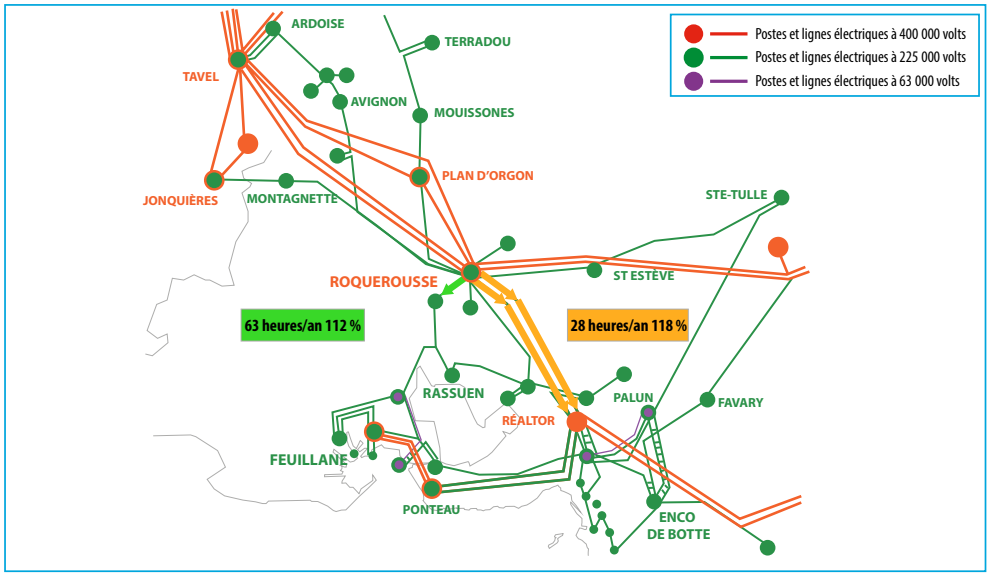
Avec 600 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui, le recours à des ordres de sauvegarde devient plus fréquent dans ces cas de figure.



Situation 1 : nombre d'heures de contrainte de transit et taux de charge atteints sur le réseau actuel *avec 600 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui*

B/Situations futures

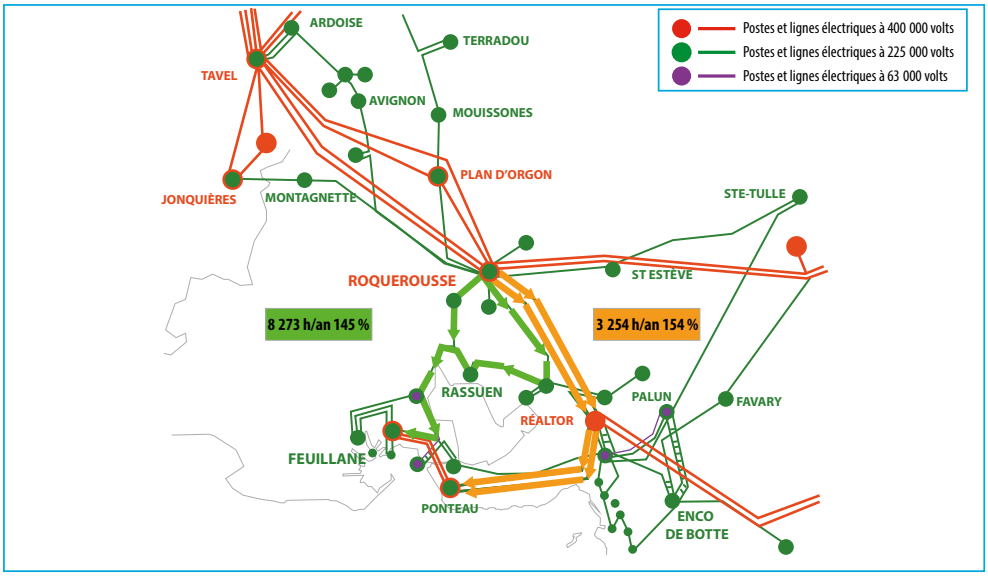
L'optimisation et le renforcement du réseau existant (exploitation à 400 000 volts des lignes FEUILLANE - PONTEAU - RÉALTOR, création d'un poste 400 000 volts au poste de ROQUEROUSSE et changement des câbles conducteurs sur la ligne RÉALTOR - ROQUEROUSSE) doivent permettre d'assurer l'accueil de 1 200 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui : le niveau des contraintes de transit sera alors du même ordre de grandeur que dans la situation 1 décrite ci-dessus. Ces projets sont en cours de développement et leurs mises en service devraient s'échelonner entre 2026 et 2028.



Situation 2 : nombre d'heures de contrainte de transits et taux de charge atteints sur le réseau *optimisé et renforcé avec 1 200 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui*

Cependant, le réseau n'est pas en mesure d'accueillir l'évolution de la consommation prévue dans la zone d'ici 2030, même après les travaux d'optimisation et de renforcement du réseau existant.

À 3 000 MW de consommation supplémentaire, de profondes contraintes de transit sont présentes sur plusieurs axes et elles apparaissent tout au long de l'année dans l'hypothèse d'un mix électrique régional décarboné (impliquant l'arrêt des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz).



Situation 3 : nombre d'heures de contrainte de transits et taux de charge atteints
sur le réseau actuel *optimisé et renforcé avec 3 000 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui*

Ces contraintes ne peuvent être maîtrisées que par du délestage massif, une grande partie de l'année.

1.4.2. Contraintes de tension

A/Situation actuelle

Dans la situation actuelle, les régulations dans les postes de transformation et par les groupes de production suffisent pour maîtriser les tensions.

B/Situation future

Les contraintes de tension dépendent fortement de la nature de la charge à raccorder, et les futurs process industriels à accueillir dans la zone ne sont pas tous connus. Le risque induit par ces futurs raccordements est cependant maîtrisé par les prescriptions imposées à chaque industriel.

1.4.3. Contraintes d'intensité de court-circuit

Dans les situations actuelle et future, les schémas d'exploitation de la zone sont adaptés afin de prendre en compte les problématiques de tenue d'intensité de court-circuit.

1.4.4. Contraintes de qualité de l'électricité

A/Situation actuelle

Aucune contrainte dans la situation actuelle : le réseau est suffisamment dimensionné pour assurer une continuité d'alimentation même en cas de défaut sur une ligne d'alimentation de la zone.

B/Situation future

Les contraintes projetées de qualité de l'électricité sont en lien avec les contraintes de transit et de tension. Le fort dynamisme de la zone requiert la réalisation du projet objet de la présente JTE afin de garantir la continuité et la qualité de l'alimentation électrique de la zone. Dans l'attente de la réalisation de ce projet permettant de dégager de la capacité d'accueil, RTE répond aux demandes de raccordement des nouveaux clients dans la zone à travers un système de limitation des appels de puissance, permettant de maîtriser les contraintes de qualité de l'électricité dans ces situations provisoires.

1.4.5. Contraintes de stabilité

Dans les situations actuelle et future, la stabilité est garantie par le déploiement d'un plan de téléprotection dit « proche », de manière à éliminer rapidement les défauts.

Le réseau électrique actuel n'est pas en capacité d'accueillir le gisement de plus de 6 000 MW de consommation supplémentaire dans la zone industrialo-portuaire, ni *a minima* les nouveaux consommateurs ayant déjà contractualisé un raccordement avec RTE : les contraintes de transits ne peuvent être maîtrisées qu'avec la création d'un nouvel axe Très Haute Tension de forte capacité.

1.5. La description des stratégies étudiées par RTE mais écartées ou non retenues

L'ensemble des solutions considérées permettent d'augmenter la capacité d'accueil de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, et assurer la sécurité d'alimentation électrique de la région.

Comme cela a été évoqué, si le réseau devait accueillir une consommation supplémentaire de 6 000 MW fonctionnant 24h/24, tout au long de l'année, cela reviendrait à plus que doubler la puissance à la pointe de consommation de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, ce qui nécessiterait donc de doubler les infrastructures existantes. À ce stade, RTE a choisi de dimensionner le réseau dans des proportions plus modestes, en considérant qu'une partie des demandes de raccordement identifiées ne se réaliseront pas à horizon 2030. RTE anticipe en effet un étalement, voire une érosion de certaines demandes de raccordement, notamment pour ce qui concerne les projets d'hydrogène dont certains semblent en concurrence directe entre eux.

Simultanément, RTE doit prendre en compte une tendance de croissance de fond dans l'ensemble de la région, pour des besoins d'électrification des usages.

L'ouvrage à créer doit permettre, en complément des renforcements du réseau existant déjà prévus par ailleurs, d'augmenter d'ici 2030 la capacité d'accueil de consommation industrielle « non flexible » sur la ZIP de Fos-sur-Mer d'au moins 3 000 MW, tout en permettant d'accompagner une croissance de la consommation d'environ 700 MW sur le reste de la Provence-Alpes-Côte d'Azur dans les 10 à 15 ans à venir, quel que soit l'avenir du mix électrique régional.

Seul un axe très haute tension de forte puissance reliant la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer au reste du réseau national permet de répondre aux contraintes exprimées dans le paragraphe précédent. Diverses stratégies ont été envisagées et sont présentées ci-dessous.

1.5.1. Stratégies électriques écartées



Schéma des tracés envisagés dans les stratégies écartées
et sans recours aux centrales thermiques à Cycles Combinés Gaz (CCG) de Fos-sur-Mer

A/Remplacement de la ligne à double circuit 400 000 volts TAVEL - RÉALTOR - PONTEAU - FEUILLANE par une ligne quadruple circuit

La stratégie consiste à :
- créer les nouvelles cellules lignes nécessaires aux postes 400 000 volts de Tavel (2 départs), RÉALTOR (4 départs), Ponteau (4 départs) et FEUILLANE (2 départs) ;
- remplacer les pylônes actuels de la file par des pylônes en capacité de supporter 4 circuits.

Cette stratégie consistant à renforcer davantage le réseau existant en remplaçant l'axe 400 000 volts double circuit qui va de TAVEL à FEUILLANE, via les sites de RÉALTOR et PONTEAU, par un axe empruntant le même tracé mais composé de 4 circuits, est écartée pour les raisons suivantes :
- cette structure fragilise de manière inacceptable le système électrique français et européen. En effet, en cas de perte simultanée des 4 lignes (par exemple l'incendie de l'été 2022 qui a conduit à couper les 2 lignes de cet axe, des travaux qui nécessiteraient la consignation des lignes, des actes de malveillance, etc.), il n'est plus possible de respecter des règles en vigueur dans les codes de réseaux européens qui prévoient une réserve pouvant compenser la perte d'une consommation maximale de 3 000 MW ;
- les travaux de remplacement des pylônes nécessitent de mettre hors tension sur de longues périodes l'axe principal d'alimentation régionale : il n'est pas possible d'assurer la sécurité d'alimentation régionale à certaines périodes de l'année (hiver et été notamment) malgré le recours à toute la production régionale. Aux autres périodes, d'importants coûts de congestion (plus de 100 M€ / trimestre) apparaissent pour maîtriser la sécurité d'alimentation régionale pendant les travaux. En tenant compte des délais de procédures administratives et de l'impact des contraintes d'alimentation régionale sur le planning des travaux, la réalisation du projet n'est pas envisageable d'ici 2030.

B/Création de liaisons souterraines à 525 000 volts en courant continu

Cette technologie permet de transiter environ 2 000 MW par liaison, chaque liaison étant composée de 2 voire 3 câbles souterrains. Pour répondre au besoin, il faut donc 2 liaisons *a minima*.
La stratégie consiste à :
- créer 4 stations de conversion (sur un terrain d'environ 4 à 6 ha chacune) à chaque extrémité des liaisons souterraines à courant continu, à proximité des sites actuels de FEUILLANE et JONQUIÈRES,
- créer 2 liaisons souterraines à 525 000 volts en courant continu d'une longueur d'environ 60 km entre les stations de conversion.



Chantier de création d'une seule liaison (2 câbles) souterraines à courant continu à 525 000 volts (Allemagne, 2021)

Cette stratégie consistant à relier les sites de FEUILLANE et JONQUIÈRES par 2 liaisons (4 voire 6 câbles) souterraines à 525 000 volts en courant continu est écartée pour plusieurs raisons :
- Le coût d'investissement de cette stratégie entre 3 et 4 milliards d'euros apparaît très élevé en comparaison des autres stratégies. D'un point de vue économique, du fait du coût fixe très important des stations de conversion (ici plus des 2/3 du coût total), le courant continu ne se justifie généralement pas pour des distances inférieures à 80 km. Ainsi, opter pour une telle stratégie ne répondrait pas à la mission de service public de RTE qui est d'assurer le transport de l'électricité au meilleur coût pour la collectivité,

- Les marchés permettant l'approvisionnement de stations de conversion se sont beaucoup tendus depuis le lancement des derniers appels d'offres. La date de mise en service au plus tôt envisagée pour un projet qui serait lancé aujourd'hui est dans tous les cas de ce fait post 2030.
- De plus, la création des stations de conversion interroge la disponibilité foncière de la ZIP de Fos-sur-Mer : De nombreux projets d'aménagement sont en cours et attendus sur le Grand Port Maritime de Marseille, qui dispose d'un foncier constructible limité sur la ZIP de Fos-sur-Mer.
- Enfin, la création de 2 liaisons (4 câbles) souterraines à courant continu implique une bande d'indestructibilité et servitude d'environ 6 m de large pour chaque liaison, et un espacement des 2 liaisons de 10 m a minima. En raison de la présence de la nappe de Crau, classée d'intérêt patrimonial dans le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE), et de la Camargue, totalement couverte par des zones humides, un tel chantier ne pourrait être envisagé que sous voirie, et ce dans un contexte de réseau routier déjà totalement congestionné aux abords de la ZIP de Fos-sur-Mer, avec une augmentation très significative des déplacements prévue d'ici 2030.

C/Création de liaisons « sous-fluviales » à 525 000 volts en courant continu dans le lit du Rhône

Cette stratégie peut être vue comme une alternative à la précédente : au lieu que le tracé soit purement souterrain, il emprunte, sur une grande distance, le lit du Rhône. Pour répondre au besoin, il faut donc également 2 liaisons *a minima*.
Cette stratégie consistant à relier les sites de FEUILLANE et JONQUIÈRES par 2 liaisons (4 à 6 câbles) « sous-fluviales » à 525 000 volts en courant continu est écartée pour les raisons évoquées précédemment, dans le paragraphe B/ concernant les liaisons souterraines à 525 000 volts.
De plus, les problèmes techniques liés à l'utilisation du fleuve (accès au fleuve, présence de hauts-fonds, passage trop étroit par Port Saint Louis, fleuve régulièrement dragué, arrêt du transport fluvial le temps des travaux) rendent cette stratégie encore plus coûteuse qu'un tracé terrestre et beaucoup plus incertaine techniquement.

D/Création de liaisons sous-marines à 525 000 volts en courant continu entre Fos-sur-Mer et la région Occitanie

Cette technologie permet de transiter environ 2 000 MW par liaison, chaque liaison étant composée de 2 voire 3 câbles souterrains. Pour répondre au besoin, il faut donc 2 liaisons *a minima*.
Pour mémoire, le projet Midi - Provence étudié par RTE il y a une dizaine d'années, prévoyait la création d'une liaison à 320 000 volts en courant continu entre le poste de LA GAUDIÈRE dans le département de l'Aude et le golfe de Fos-sur-Mer pour une capacité de transit de 1 000 MW.

Cette stratégie consiste donc à :
- créer 4 stations de conversion (sur un terrain d'environ 4 à 6 ha chacune) à chaque extrémité des liaisons souterraines à courant continu, à proximité des sites actuels de FEUILLANE et LA GAUDIÈRE ;
- créer 2 liaisons sous-marines puis terrestres à 525 000 volts en courant continu d'une longueur d'environ 220 km (dont 160 km en mer) entre les stations de conversion : chaque liaison est composée de 2 voire 3 câbles souterrains et peut transmettre environ 2 000 MW.

Cette stratégie consistant à relier les sites de FEUILLANE et LA GAUDIÈRE par 2 liaisons (4 à 6 câbles) souterraines à 525 000 volts en courant continu est écartée pour plusieurs raisons :
- le coût d'investissement de cette stratégie entre 5 et 6 milliards d'euros apparaît très élevé en comparaison des autres stratégies. Ainsi, opter pour une telle stratégie ne répondrait pas à la mission de service public de RTE qui est d'assurer le transport de l'électricité au meilleur coût pour la collectivité ;
- les marchés permettant l'approvisionnement de stations de conversion se sont beaucoup tendus depuis le lancement des derniers appels d'offres. La date de mise en service au plus tôt envisagée pour un projet qui serait lancé aujourd'hui est dans tous les cas post 2030.
- De plus, la création des stations de conversion interroge la disponibilité foncière de la ZIP de Fos-sur-Mer : de nombreux projets d'aménagement sont en cours et attendus sur le Grand Port Maritime de Marseille qui dispose d'un foncier constructible limité sur la ZIP de Fos-sur-Mer.
  Aussi, la création de 2 liaisons (4 à 6 câbles) souterraines à courant continu implique une bande d'indestructibilité et servitude d'environ 6 m de large pour chaque liaison, et un espacement des 2 liaisons de 10 m *a minima*.

En raison de la présence de la nappe de Crau, classée d'intérêt patrimonial dans le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE), et de la Camargue, totalement couverte par des zones humides, un tel chantier ne pourrait être envisagé que sous voirie, et ce dans un contexte de réseau routier déjà totalement congestionné aux abords de la ZIP de Fos-sur-Mer, avec une augmentation très significative des déplacements prévue d'ici 2030.

- Enfin, en Occitanie comme en Provence-Alpes-Côte d'Azur, les atterrages et tracés terrestres qui avaient été envisagés pour le projet Midi-Provence sont aujourd'hui retenus par les recherches d'atterrages pour les raccordements des éoliennes offshore. Dans ces conditions, trouver une nouvelle solution d'atterrage, en particulier dans le golfe de Fos-sur-Mer, compte tenu des contraintes imposées par une navigation commerciale dense et un fond marin déjà bien encombré semble très délicat.

E/Création d'une liaison souterraine à 400 000 volts en courant alternatif

Cette technologie permet de transiter environ 500 MW par liaison, chaque liaison étant composée de 3 câbles souterrains (1 par phase). Pour répondre au besoin, il faut donc 6 liaisons *a minima*.
La stratégie consiste à :

- créer les nouvelles cellules lignes nécessaires aux postes 400 000 volts de JONQUIÈRES (6 départs) et FEUILLANE (6 départs),
- créer 6 liaisons souterraines à 400 000 volts en courant alternatif sur 3 tracés espacés entre eux d'au moins 20 m, d'une longueur d'environ 60 km chacun,
- installer 10 selfs 400 000 volts de 300 MVAr réparties sur les sites de JONQUIÈRES, FEUILLANE et 1 (voire 2) poste(s) de compensation intermédiaire à créer sur plusieurs hectares.



Chantier de création de 2 liaisons (6 câbles) souterraines à courant alternatif à 400 000 volts (Allemagne)

Cette stratégie consistant à relier les sites de Feuillane et Jonquières par 6 liaisons (18 câbles) souterraines à 400 000 volts en courant alternatif est écartée :

- en raison de son coût d'investissement entre 1,5 et 2 milliards d'euros qui se rapprocherait d'une stratégie à courant continu, et serait démesuré en comparaison des autres stratégies. Ces coûts disproportionnés ne répondent pas à la mission de service public de RTE qui est d'assurer le transport de l'électricité au meilleur coût pour la collectivité.
- De plus, la création de 2 liaisons (6 câbles) souterraines à 400 000 volts en courant alternatif implique une bande de servitudes et d'indestructibilité d'environ 10 m de large : en raison de la présence de la nappe de Crau, classée d'intérêt patrimonial dans le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE), et de la Camargue, totalement couverte par des zones humides, un tel chantier ne pourrait être envisagé que sous une large voirie, dans un contexte de réseau routier déjà totalement congestionné aux abords de la ZIP de Fos-sur-Mer, avec une augmentation très significative des déplacements prévue d'ici 2030.
- Enfin, cette technologie génère de nouvelles contraintes de transits : les lignes souterraines étant beaucoup moins impédantes que les lignes aériennes, l'électricité transiterait prioritairement dans ces liaisons qui entreraient en saturation rapidement. Une partie de ce déséquilibre entre ces nouvelles liaisons et les lignes aériennes 400 000 volts d'alimentation régionale existantes pourrait nécessiter des matériels supplémentaires (TD ou selfs) à installer dans les postes.

E/Création d'une liaison aérienne à 1 circuit en courant alternatif

La stratégie consiste à :

- créer une ligne aérienne à 400 000 volts constituée d'un seul circuit sur environ 65 km entre les postes de FEUILLANE (commune de Fos-sur-Mer) et JONQUIÈRES (commune de Jonquières-Saint-Vincent).
- construire, sans extensions foncières, 1 cellule 400 000 volts dans le poste de JONQUIÈRES et 1 cellule 400 000 volts dans le poste de FEUILLANE.

Cette stratégie consistant à relier les sites de FEUILLANE et JONQUIÈRES par 1 liaison aérienne à 400 000 volts en courant alternatif à un seul circuit est écartée car la capacité de transit d'un tel ouvrage ne répond pas au besoin. En effet, à 3 000 MW de consommation supplémentaire, des contraintes de transit sont présentes sur plusieurs axes quelques centaines d'heures par an dans l'hypothèse d'un mix électrique régional décarboné (impliquant l'arrêt des centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz).
De plus, une ligne à un seul circuit ne permet pas de garantir l'alimentation électrique en cas d'indisponibilité (fortuite ou travaux programmés) de ce circuit. Enfin, une telle structure ne permet pas de sécuriser l'alimentation régionale, notamment en cas d'une indisponibilité de l'axe 400 000 volts entre RÉALTOR et ROQUEROUSSE.

1.5.2. Solution envisagée mais non retenue: création d'une file aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre FEUILLANE, ROQUEROUSSE et TAVEL

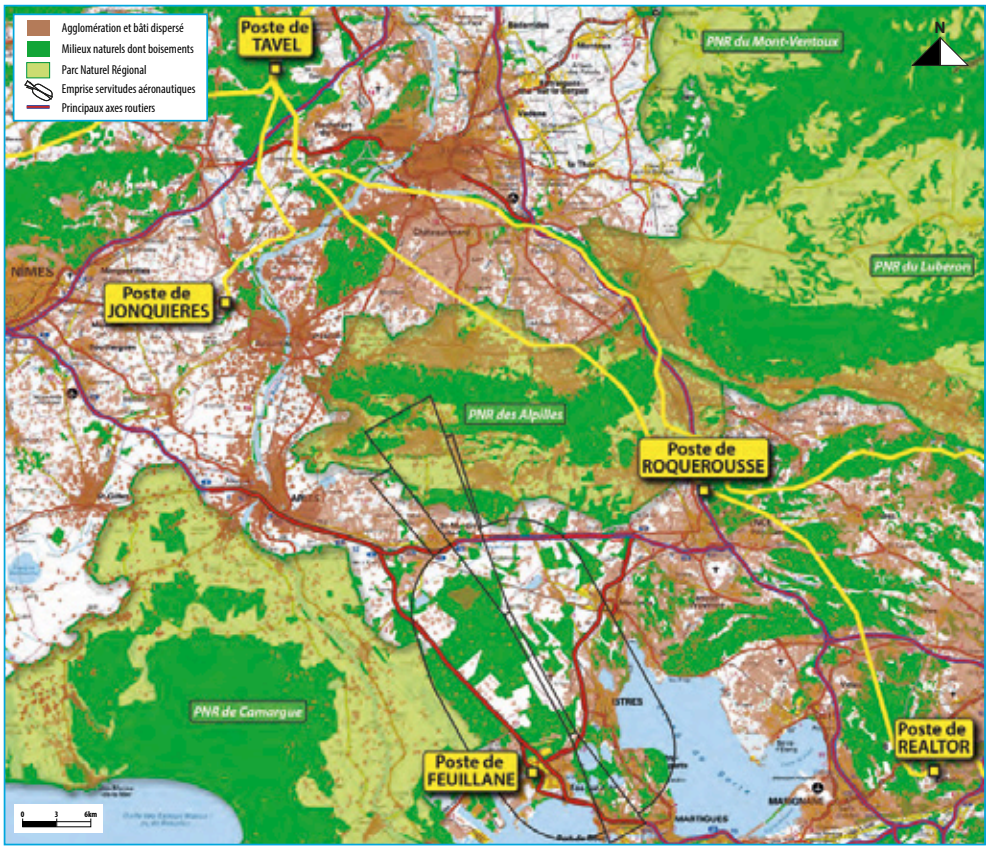
A/Préambule

Le poste de FEUILLANE implanté dans la jusqu'à la zone industrialo-portuaire doit être alimenté par l'électricité disponible dans la Vallée du Rhône (poste de TAVEL). Dans ce cadre, les postes électriques à 400 000 volts les plus proches sont les postes de JONQUIÈRES et de ROQUEROUSSE (Salon-de-Provence).

Quelle que soit la solution envisagée :

- l'accès au poste de FEUILLANE par le nord n'est pas possible car, au-delà de la présence de la réserve nationale des coussouls de Crau, la base militaire d'Istres ne peut être traversée par une ligne électrique ;
- l'accès au poste de FEUILLANE par l'est de la base militaire d'Istres ne semble pas envisageable. Il conduirait nécessairement à surplomber des quartiers à très forte densité d'habitat sur la commune d'Istres. Ensuite, entre Istres et le poste de Feuillane, les servitudes aéronautiques très basses nécessiteraient de passer par Saint-Mitre-Les-Remparts où pour éviter de surplomber les zones habitées, une ligne électrique devrait traverser le site classé de Saint Blaise et ses Étangs. Il faudrait ensuite rejoindre le poste de FEUILLANE par le sud de la commune de Fos où une double ligne 225 000 volts et une double ligne 400 000 volts sont déjà présentes.

Seul un passage par le nord-ouest est possible, dans l'axe Fos-Arles.



Principales contraintes environnementales et techniques entre les postes à relier

B/Analyse de la solution

La solution consiste alors à :

- créer les nouvelles cellules lignes nécessaires aux postes 400 000 volts de TAVEL (2 départs), ROQUEROUSSE (4 départs) et FEUILLANE (2 départs) ;
- créer 1 liaison aérienne à 400 000 volts en courant alternatif double circuit d'une longueur d'environ 50 km entre FEUILLANE et ROQUEROUSSE et 1 liaison aérienne à 400 000 volts en courant alternatif double circuit d'une longueur d'environ 60 km entre ROQUEROUSSE et TAVEL.



Schéma de principe de la stratégie de création d'une file aérienne 400 000 volts TAVEL - ROQUEROUSSE - FEUILLANE

Cette solution n'est pas privilégiée car elle présente un linéaire de ligne à 400 000 volts plus important (110 km) que la solution proposée, donc plus coûteuse et plus impactante, dans un contexte environnemental délicat (Parc Naturel Régional des Alpilles notamment), et une faible résilience aux feux de forêt et évènements climatiques exceptionnels, puisque toutes les lignes à 400 000 volts alimentant la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (3 axes à double circuit) seraient géographiquement très proches entre les postes de ROQUEROUSSE et TAVEL.

1.6. La description de la solution proposée

La solution proposée, permettant d'augmenter la capacité d'accueil de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, tout en assurant la sécurité d'alimentation électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, consiste à créer une liaison aérienne à deux circuits 400 000 volts entre les postes de FEUILLANE et JONQUIÈRES.

1.6.1. Principe

Pour répondre aux contraintes identifiées dans les chapitres précédents du présent document, la solution proposée par RTE consiste en la création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 000 volts entre les postes existants de FEUILLANE et de JONQUIÈRES.
Cette solution est adaptée au dimensionnement de la consommation du gisement ainsi qu'aux autres enjeux de sécurité d'alimentation de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (datacenters, résilience du réseau aux événements climatiques, etc.).

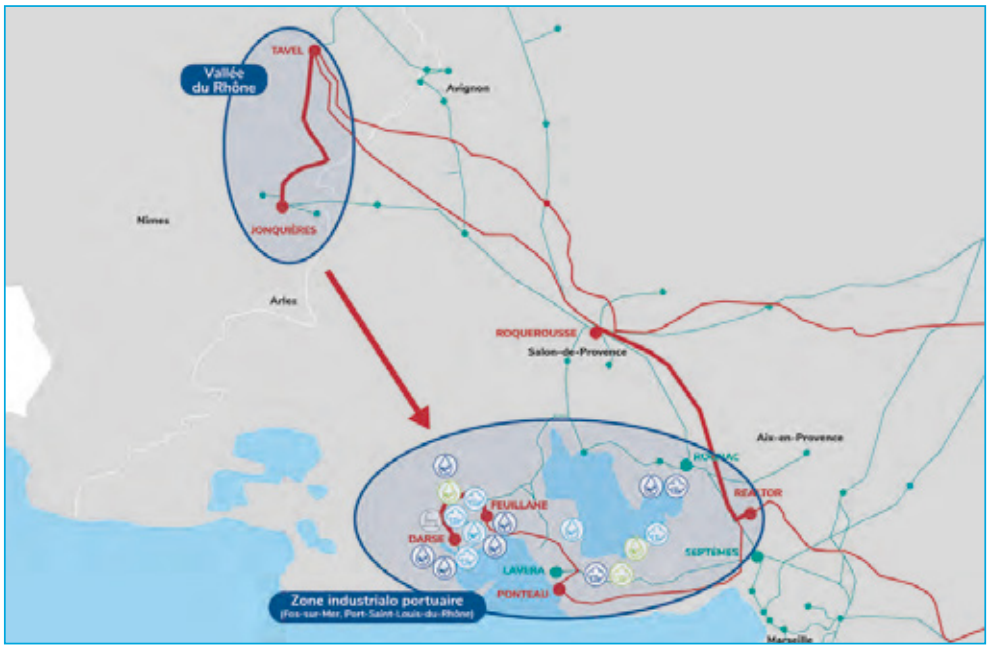


Schéma de principe de la stratégie de création d'un axe 400 000 volts entre les postes de FEUILLANE et JONQUIÈRES

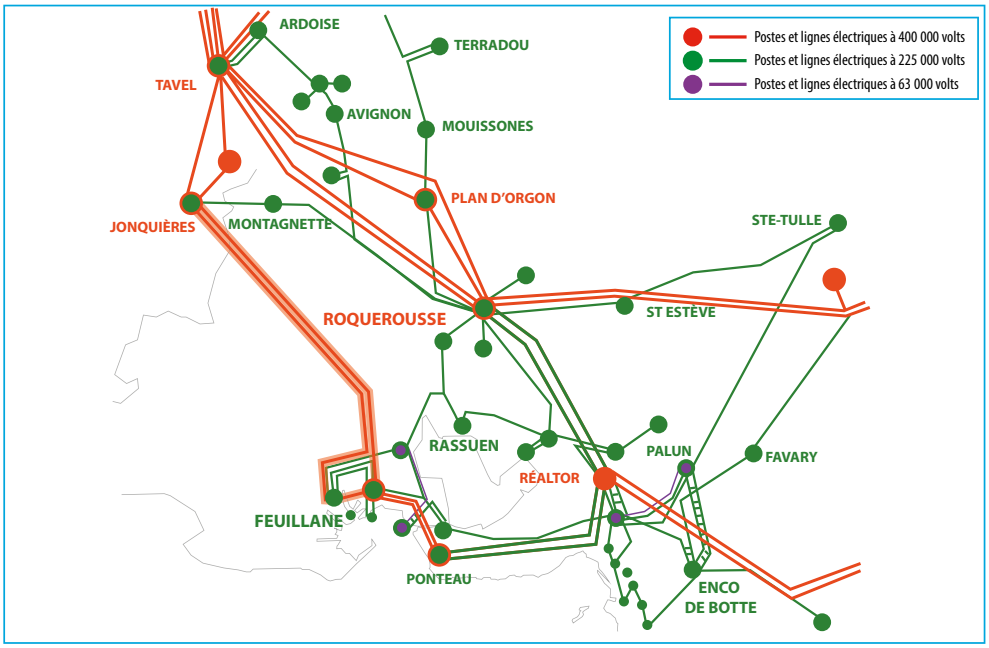
1.6.2. Consistance technique

Les travaux consisteraient à :

- créer une ligne aérienne 400 000 volts constituée de deux circuits sur environ 65 km entre les postes de FEUILLANE (commune de Fos-sur-Mer) et JONQUIÈRES (commune de Jonquières-Saint-Vincent).
- construire, sans extensions foncières, 2 cellules 400 000 volts dans le poste de JONQUIÈRES et 2 cellules 400 000 volts dans le poste de FEUILLANE.

Cette solution permet de résoudre l'ensemble des contraintes de transits, de tension et de qualité de l'électricité suite à l'augmentation de consommation et en l'absence de développement du réseau de transport d'électricité, même avec 3 000 MW de consommation supplémentaire.

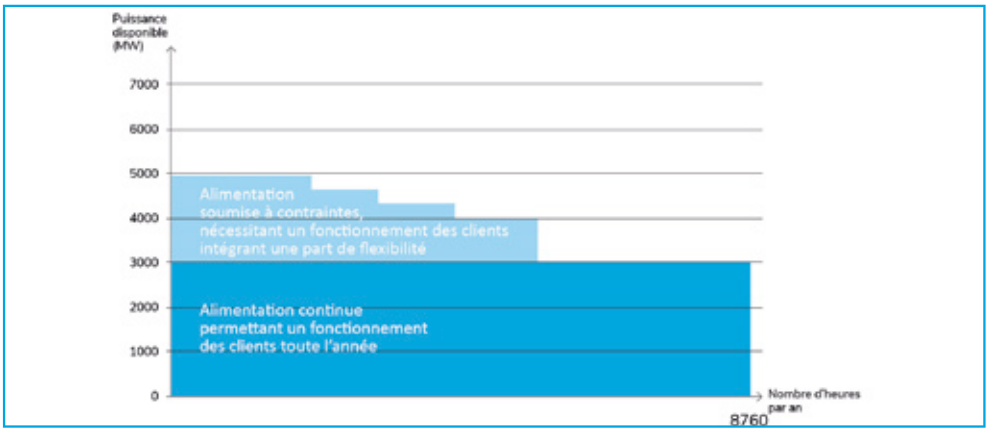
Le coût de la solution proposée par RTE est estimé à 300 millions d'euros aux conditions économiques de 2023.



Solution proposée : aucune contrainte avec 3 000 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui et sans recours aux centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz de Fos-sur-Mer

1.6.3. Robustesse de la solution proposée

Après création du nouvel axe 400 000 volts, la zone industrialo-portuaire pourra accueillir 4 900 MW de consommations nouvelles, dont 1 900 MW assortis de mesures de flexibilité, c'est-à-dire des demandes de baisse de consommation à certaines heures de l'année.
Cette capacité est calculée en faisant l'hypothèse que la consommation d'électricité repartira à la hausse dans le reste de la région et qu'elle pourrait s'accroître d'environ 700 MW dans les 10 à 15 ans à venir. Ainsi, elle couvre les premiers besoins de raccordement de datacenters dans les Bouches-du-Rhône et d'électrification des usages des particuliers et du secteur tertiaire en Provence-Alpes-Côte d'Azur. Elle est garantie quel que soit l'avenir du mix électrique régional.
Avec ces hypothèses de croissance de consommation, les développements envisagés du réseau permettront de maîtriser toutes les contraintes de transit, tension, qualité de l'électricité et de stabilité. Ils garantissent également la sécurité d'approvisionnement en électricité de toute la région et améliorent la résilience du réseau d'alimentation régional vis-à-vis du changement climatique, tout particulièrement face aux risques de feux de forêt et à l'impact des fortes chaleurs.



Le développement de la production locale renouvelable variable (photovoltaïques dans le cadre du S3RenR, éoliennes en mer dans le cadre de l'appel d'offres 6, voire de futurs gisements dans le cadre du débat de façade) est de nature à soulager les imports du réseau au moment où elle est présente mais pas à garantir à tout moment les besoins de la consommation industrielle.
Ainsi, au-delà des 3 000 MW précités, il pourrait être envisageable d'accueillir des projets supplémentaires à structure de réseau inchangé, dès lors que ceux-ci pourront offrir un degré de flexibilité suffisant. Ce degré de flexibilité dépendra lui-même de la quantité et de la diversité de la production renouvelable régionale.
S'agissant des projets de production d'hydrogène, certains d'entre eux pourraient moduler leur fonctionnement pour bénéficier de l'apport de la production d'électricité renouvelable régionale. La technologie des électrolyseurs est a priori compatible avec une telle « flexibilité ».

La création du nouvel axe FEUILLANE - JONQUIÈRES doit être effective dès l'horizon 2028-2029, pour pouvoir accompagner les premiers projets industriels structurants de la zone (décarbonation de l'industrie sidérurgique, gigafactories de panneaux solaires…) Elle doit ensuite permettre d'accompagner le mouvement de décarbonation jusqu'à l'horizon 2040. Toutefois, si la décarbonation et la réindustrialisation étaient plus rapides et profondes que le scénario retenu, un palier de développement supplémentaire pourrait être nécessaire à l'horizon 2035-2037.

Le coût de la solution proposée par RTE est estimé à 300 millions d'euros aux conditions économiques de 2023. Ce montant intègre des risques techniques de réalisation et des risques liés aux mesures d'insertion.

La solution proposée représente le meilleur compromis environnemental, technique et économique. Elle a fait l'objet d'une justification technico-économique jugée recevable par le Ministère de la Transition Énergétique le 17 octobre 2023.

1.7. Les caractéristiques techniques de la ligne aérienne à 400 000 volts à construire

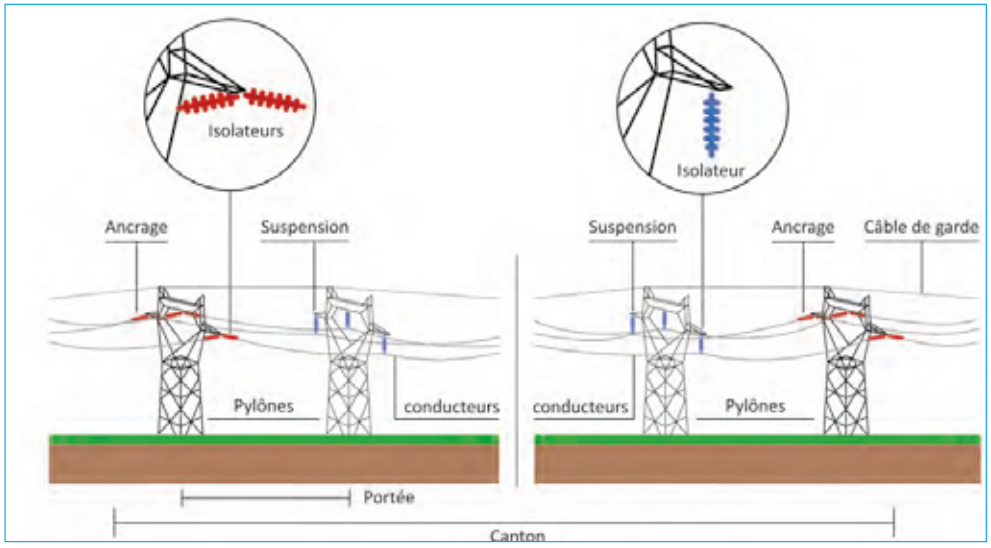
Le projet consiste à créer une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 000 volts d'environ 65 kilomètres.

1.7.1. Supports

Le support est constitué du pylône et de ses fondations. Son rôle est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité (définie par l'arrêté technique du 17 mai 2001 qui fixe les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique) du sol et des obstacles environnants. Il permet de faire circuler le courant en toute sécurité pour les personnes et installations situées au voisinage des lignes.

Une ligne électrique comporte deux types de supports :
- les supports dits « de suspension », reconnaissables grâce à leurs chaînes d'isolateurs verticales,
- les supports dits « d'ancrage », identifiables à leurs chaînes d'isolateurs horizontales.

La superstructure correspond à un treillis métallique composé de « barres » ou de « cornières » constituant et assurant la rigidité de l'ensemble du pylône.



Le choix de la silhouette des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Des fondations sont nécessaires ; elles sont constituées de massifs en béton ou de pieux, suivant les pylônes et les caractéristiques rencontrées au niveau du sol.
Pour la création d'une ligne à 400 000 volts double circuit, les pylônes généralement utilisés sont des pylônes treillis « F44 » (voir photo ci-dessous) d'une hauteur variant entre 45 et 60 m.
Les fondations d'un pylône treillis sont constituées de quatre massifs indépendants en béton ou de pieux métalliques battus ou forés.



Exemple d'une ligne aérienne construite avec des pylônes de type F44

1.7.2. Câbles conducteurs

Le courant transporté est constitué de trois phases par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits).
Les câbles conducteurs sont « nus » : l'isolation électrique est assurée par l'air et non par une « gaine isolante ». C'est la distance des câbles conducteurs entre eux et avec le sol qui garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.
Une portée de câbles correspond à la distance entre deux supports consécutifs.

la ligne à construire sera constituée de 2 circuits, chaque circuit comportant 3 câbles qui peuvent être constitués de plusieurs faisceaux (petits câbles).

1.7.3. Câbles de garde

Il existe aussi des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les « câbles de garde ». Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs et les protègent contre la foudre. Certains permettent aussi de transiter des signaux de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau public de transport d'électricité.

La ligne à construire comprendra 2 câbles de garde.

1.7.4. Isolateurs

Les chaînes d'isolateurs, généralement en verre, assurent l'isolement électrique entre le pylône et le câble conducteur sous tension. Les isolateurs sont d'autant plus nombreux que la tension est élevée.

1.7.5. Fibres optiques

Les câbles de garde ou les câbles conducteurs peuvent également contenir des fibres optiques en vue d'une transmission des signaux nécessaires à la surveillance et au pilotage du réseau de transport d'électricité. Les fibres optiques excédentaires au maillage des voies de transmission pour la conduite du réseau public de transport peuvent ainsi être mises à disposition auprès de la collectivité, le cas échéant par l'intermédiaire d'Artéria (filiale RTE) en vue de la réduction de la fracture numérique des territoires.

Partie 2

La proposition d'aire d'étude associée au projet

Sur la base de la solution électrique retenue et dans le cadre de la recherche d'un fuseau puis d'un tracé pour la ligne électrique aérienne à 400 000 volts FEUILLANE - JONQUIÈRES, une aire d'étude doit être définie.
Cette aire d'étude sera présentée et proposée à la validation lors de la première réunion plénière de concertation.

2.1. Les éléments à prendre en compte pour la détermination d'une aire d'étude

Sur la base de la solution électrique retenue, une aire d'étude doit être définie pour le projet consistant à relier les postes de FEUILLANE et de JONQUIÈRES.

2.1.1. Principe de détermination d'une aire d'étude

L'aire d'étude constitue le territoire sur lequel seront recherchées les possibilités d'implantation des ouvrages projetés au regard de leurs caractéristiques et des enjeux environnementaux, ainsi que de la configuration du territoire.
Cette aire d'étude ne préjuge pas du périmètre sur lequel seront évalués les effets du projet sur l'environnement. Certaines composantes, dont le paysage, peuvent en effet faire l'objet d'une analyse sur une zone plus large.

L'aire d'étude doit constituer un compromis entre un territoire suffisamment vaste pour n'écarter aucune solution valable sur le plan environnemental, et néanmoins restreint pour que ces solutions demeurent acceptables techniquement et économiquement.

2.1.2. Éléments à prendre en compte pour la détermination de l'aire d'étude du projet

La ligne à 400 000 volts à construire doit relier le poste de FEUILLANE (commune de Fos-sur-Mer) dans le département des Bouches-du-Rhône et le poste JONQUIÈRES (commune de Jonquières-Saint-Vincent) dans le département du Gard. Ces deux postes sont distants d'une cinquantaine de kilomètres.
Dans l'objectif de déterminer une aire d'étude à l'intérieur de laquelle le projet pourra s'inscrire, un recensement des principales composantes de l'environnement a été effectué. En effet, dans le cadre de la Séquence « éviter-réduire-compenser » dite ERC, il convient de prendre en compte l'environnement en amont de tout projet. Il s'agit donc dans le cas présent de déterminer les secteurs présentant une forte sensibilité afin, dans la mesure du possible, de les éviter.

À cet effet, un état initial de l'environnement a été établi sur une vaste zone d'étude (environ 65 x 52 km) à partir des données bibliographiques sur les thèmes milieu physique, milieu naturel, milieu humain et patrimoine. La zone d'étude s'étend sur des entités présentant des caractéristiques très différenciées (la plaine de la Crau, la Camargue, les Alpilles, la vallée du Rhône, le Comtat et le plateau des Costières) qui seront détaillées pour chaque thème dans les pages qui suivent.



Zone d'étude préalable

2.2. L'état initial de l'environnement du territoire étudié

Les grandes caractéristiques du territoire concerné par le projet sont décrites pour définir les limites de l'aire d'étude à proposer.

2.2.1. Milieu physique (voir cartes p.36 et 37)

A/Géologie et topographie

- *La plaine de la Crau*

La plaine de la Crau correspond à l'ancien delta formé au Quaternaire par le dépôt d'alluvions de la Durance lorsque celle-ci se jetait directement dans la Méditerranée. À quelques dizaines de centimètres sous sa surface du sol s'étend une véritable dalle de ciment naturel : le « poudingue », dont la présence est due au calcaire contenu dans les eaux de ruissellement qui ont progressivement enrobé les galets jusqu'à les cimenter sur une épaisseur pouvant atteindre plusieurs mètres. Ce n'est qu'avec l'aménagement de canaux et l'irrigation gravitaire, à partir de la fin du XVIème siècle, par le détournement des eaux de la Durance riches en limons, qu'un sol riche et fertile s'est formé. L'épaisseur de ce sol est proportionnelle au nombre d'années d'irrigation et, dans cette partie de la Crau appelée « la Crau verte », le paysage contraste fortement avec celui de la « Crau sèche » (appelée aussi « coussoul ») correspondant à la partie non irriguée et au niveau de laquelle aucun cours d'eau n'est présent.
La topographie est plane et l'altitude mais s'élève doucement jusqu'à une vingtaine de mètres vers Arles.

- *La Camargue*

La Camargue forme un triangle de 150 000 hectares dont les pointes sont Arles, Le Grau-du-Roi et Fos-sur-Mer. On distingue trois parties :
- la Camargue proprement dite, comprise entre les deux bras du Rhône encore actifs, le Grand-Rhône à l'est et le Petit-Rhône à l'ouest (Bouches-du-Rhône) ;
- la Petite Camargue, ou Camargue gardoise, qui est la partie de la Camargue située à l'ouest du Petit-Rhône, dans le département du Gard.
- le Plan du Bourg à l'est du Grand-Rhône (Bouches-du-Rhône), contigu à la plaine de Crau.

La structure géologique s'organise en trois niveaux : en profondeur, les épandages caillouteux dans le prolongement de ceux de la Crau, puis une nappe hypersalée, et, enfin, les sédiments les plus récents.
La topographie est plane et l'altitude ne dépasse pas les 5 m au-dessus du niveau de la mer.



Planéité du relief de la plaine de la Crau et de la Camargue

- ***Les Alpilles***

  Les Alpilles sont un massif montagneux correspondant au prolongement géologique du Luberon. Elles s'étendent de la vallée de la Durance jusqu'au Rhône, sur 30 kilomètres de long.
  La chaîne des Alpilles orientés est-ouest est constituée de strates de roches sédimentaires plissées formant un anticlinal (calcaire, grès, bauxite, marne). Les Alpilles présentent des pentes abruptes et dominent la plaine de la Crau avec des altitudes variant entre 200 et 270 m au niveau de la zone d'étude.

- ***La vallée du Rhône***

  Après Beaucaire et Tarascon s'étend une vaste plaine correspondant au champ d'inondation du Rhône constitué par les alluvions quaternaires qu'il a déposées. Cette plaine va en s'évasant constamment. Elle est nettement limitée en rive droite entre Beaucaire et la mer par le plateau des Costières et en rive gauche par les Alpilles et la Crau.

- ***Le plateau des Costières***

  Ce plateau domine Nîmes au sud et sépare cette dernière de la Camargue. D'est en ouest, il s'étire sur une distance de 40 kilomètres environ, entre les communes de Beaucaire et de Vauvert. Son altitude moyenne est comprise entre 80 et 100 mètres.



Silhouette des Alpilles



Plateau des Costières

B/Hydrographie

- ***Eaux superficielles***

  le Rhône traverse la zone d'étude du nord en sud. En amont d'Arles, il se scinde en deux pour former le delta :
  - Le Grand-Rhône : presque rectiligne, il marque la limite est de la Camargue et du delta du Rhône. Il rejoint la Méditerranée à Port-Saint-Louis-du-Rhône en rive gauche, avec la Grande Camargue en rive droite (commune d'Arles).
  - Le Petit-Rhône marque la limite ouest de la Camargue et du delta du Rhône. Il se jette dans la mer Méditerranée vers les Saintes-Maries-de-la-Mer.

  Outre les nombreux plans d'eau de la Camargue, la zone d'étude se caractérise par un système de canaux très complexe visant à l'irrigation des cultures (le plus important étant le canal d'irrigation du Bas Languedoc), mais également à réguler les crues du Rhône. En complément, de nombreuses digues ont été construites notamment le long du Grand Rhône.

  La gestion de ces cours d'eau et de leur bassin-versant est réalisée conformément aux objectifs du Schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) Rhône-Méditerranée 2022-2027 décliné à travers les Schémas d'aménagement de gestion et des eaux (SAGE) Calavon-Coulon, Camargue gardoise, Durance, Gardons, Vistre - Nappes Vistrenque et Costières.
  Les objectifs de ces documents visent principalement à avoir une gestion quantitative de la réserve en eau durant l'année, à garantir et maintenir une bonne qualité physicochimique des eaux (assainissement, pesticides, épandages, etc), à préserver les milieux aquatiques et les zones humides et enfin à gérer les inondations.



Canal de Chalavert



Canal d'irrigation du Bas Languedoc Philippe Lamour

- ***Eaux souterraines***

  La zone d'étude est concernée par une douzaine de masses d'eau souterraines, mais l'aquifère des cailloutis de la Crau contient une masse d'eau dont le volume moyen est estimé à 550 mm^3. Près de 70 % de ce volume provient de la recharge induite par des pratiques agricoles d'irrigation par submersion avec des eaux dérivées depuis la Durance à travers un réseau structuré de canaux. La nappe de Crau est classée comme ressource en eau majeure présentant un intérêt stratégique pour les besoins en eau potable des populations (alimentation de 270 000 habitants via des captages d'eau potable).

  Les captages d'alimentation en eau potable (AEP) sont des points de prélèvement d'eau destinée à l'usage de la population. La zone d'étude compte 34 captages AEP. Pour des raisons sanitaires (qualité de l'eau prélevée), chaque captage est protégé par un ou plusieurs périmètres de protection dans lesquels les activités sont réglementées par arrêté préfectoral. L'aire d'alimentation (AAC) de certains captages font l'objet d'une protection renforcée afin de préserver la qualité des eaux, principalement sur l'emploi des pesticides.

C/Risques naturels

La zone d'étude est concernée par les risques d'inondation par débordement de cours d'eau et ruissellement pluvial et les risques d'inondation par tempête littorale ou submersion marine (risques littoraux). Hormis au niveau de la Plaine de la Crau, l'ensemble du territoire de la zone d'étude est concerné par des Plan de Prévention des Risques (PPR) inondation ou submersion. Par ailleurs, la mise en œuvre de la directive européenne inondation 2007/60/CE fixe un cadre d'évaluation et de gestion des risques d'inondation à l'échelle du bassin Rhône Méditerranée en priorisant les secteurs concentrant les plus forts enjeux humains et économiques appelés TRI (Territoire à Risque inondation Important). Les communes de la zone d'étude sont également concernées par un TRI dont la majorité par le TRI Delta du Rhône.

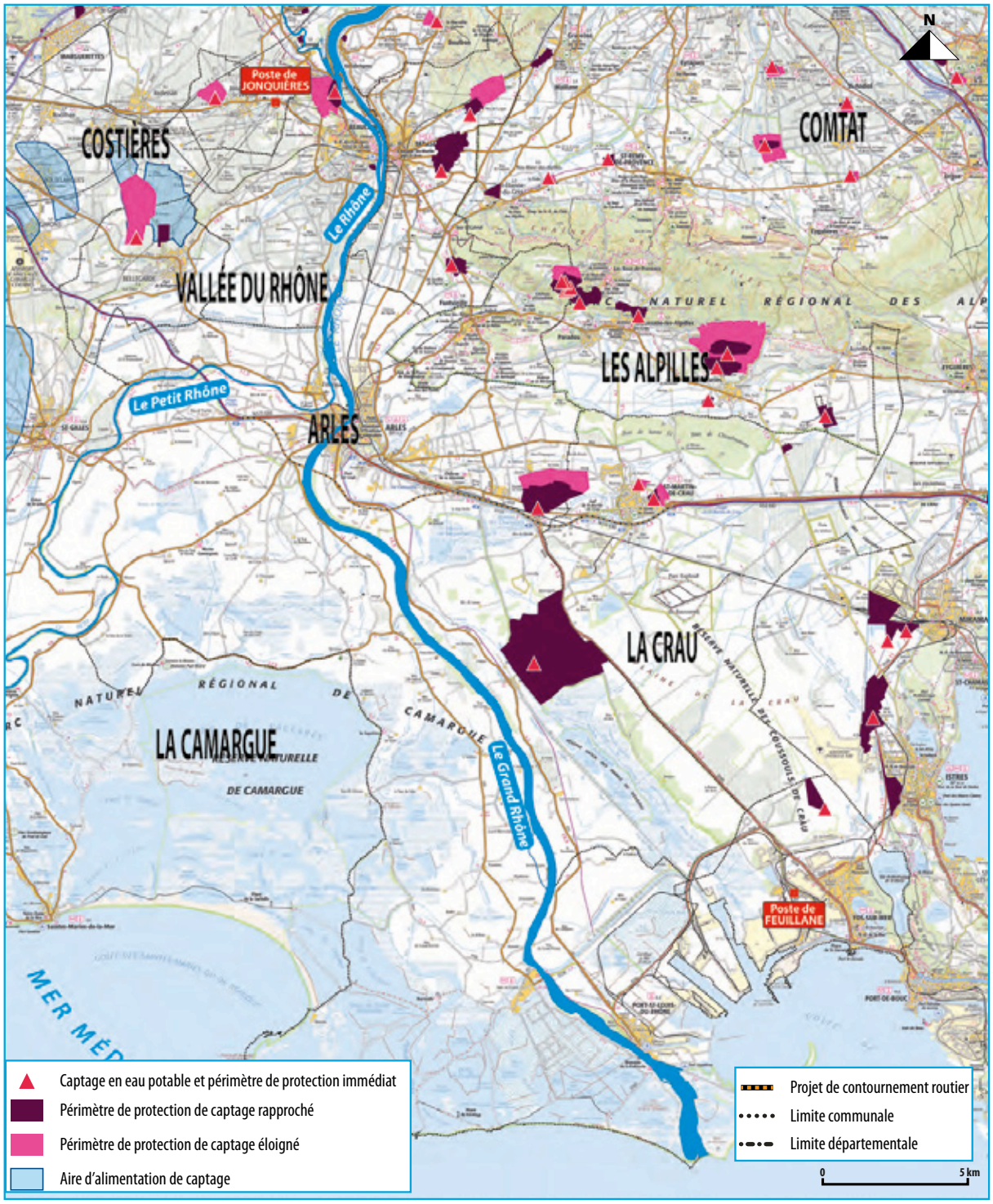
Un Plan Rhône a également été mis en place suite aux inondations de décembre 2003. Il a conduit à la réalisation de nombreux travaux de création ou de renforcement de digues par le Syndicat mixte interrégional d'aménagement des digues du delta du Rhône et de la Mer (SYMADREM).

En plus du risque inondation, les risques naturels suivants sont recensés :

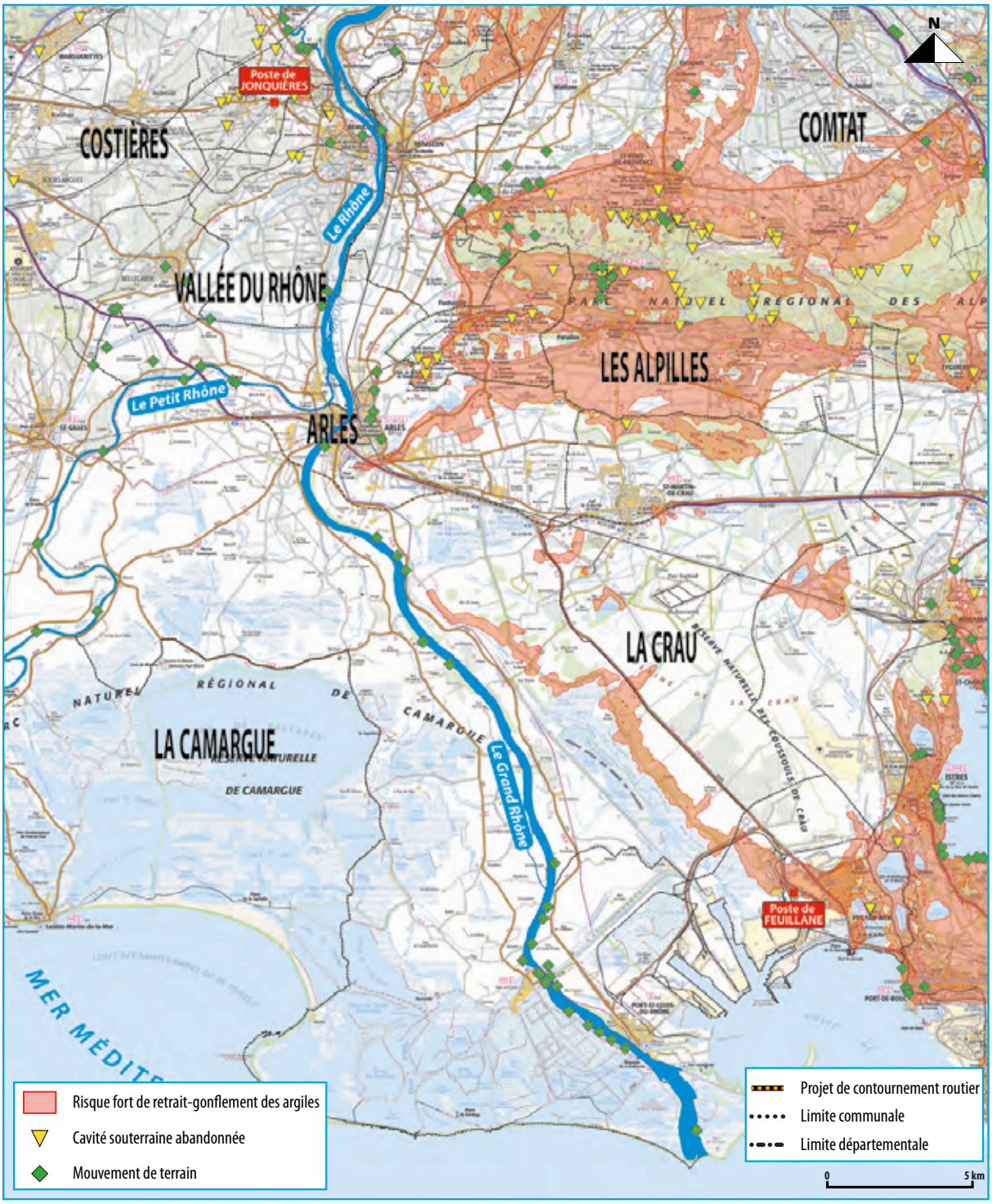
- retrait gonflement des argiles : les modifications de consistance des matériaux argileux peuvent s'accompagner, en fonction de leur structure particulière de variations de volume plus ou moins conséquentes. Ce phénomène de retrait-gonflement des argiles engendre chaque année sur le territoire français des dégâts considérables aux bâtiments ;
- feu de forêt : sur la majorité des communes de la zone d'étude ;
- mouvements de terrain (éboulement, glissement, effondrement, érosion) : ces phénomènes sont peu nombreux et restent très ponctuels et localisés. De nombreuses cavités souterraines sont également recensées.

D/Éléments déterminants du milieu physique pour la définition de l'aire d'étude

Les enjeux du milieu physique sont principalement liés aux eaux superficielles et souterraines, du fait d'un réseau hydrographique extrêmement ramifié, susceptible de connaître des crues rapides et importantes et du fait de nombreux captages d'alimentation en eau potable.
Ces différents éléments qui seront à prendre en compte dans les phases ultérieures du projet, ne sont pas déterminants dans le cadre de la délimitation de l'aire d'étude.



Principales composantes du milieu physique : eaux superficielles et souterraines



Principales composantes du milieu physique : risques naturels

2.2.2. Milieu naturel

Le territoire étudié fait l'objet de nombreux inventaires et protections visant à préserver la faune et la flore riches et souvent exceptionnelles de certains espaces.

A/Zones d'inventaires

- ***Zone Naturelle d'Intérêt Écologique Faunistique et Floristique (ZNIEFF)***

  L'inventaire des ZNIEFF est un programme d'inventaires naturalistes et scientifiques sans portée juridique mais les ZNIEFF sont néanmoins des indices de présence potentielle d'espèces protégées. Les ZNIEFF sont des territoires intéressants d'un point de vue écologique pour le maintien d'espèces animales ou végétales rares.

  On distingue deux types de zones :
  . les ZNIEFF de type 2 sont de grands ensembles naturels qui offrent des potentialités biologiques importantes ;
  . les ZNIEFF de type 1 sont des espaces homogènes d'un point de vue écologique et qui abritent au moins une espèce et/ou un habitat rare ou menacé.

  Le territoire étudié compte 28 ZNIEFF de type 2 et 47 ZNIEFF de type 1.

- ***Zones d'importance pour la conservation des Oiseaux***

  Les Zones d'Importance pour la Conservation des Oiseaux (ZICO) n'ont pas de statut juridique particulier. Les sites les plus appropriés à la conservation des oiseaux les plus menacés sont classés totalement ou partiellement en Zones de Protection Spéciales (ZPS), qui font partie du réseau Natura 2000.

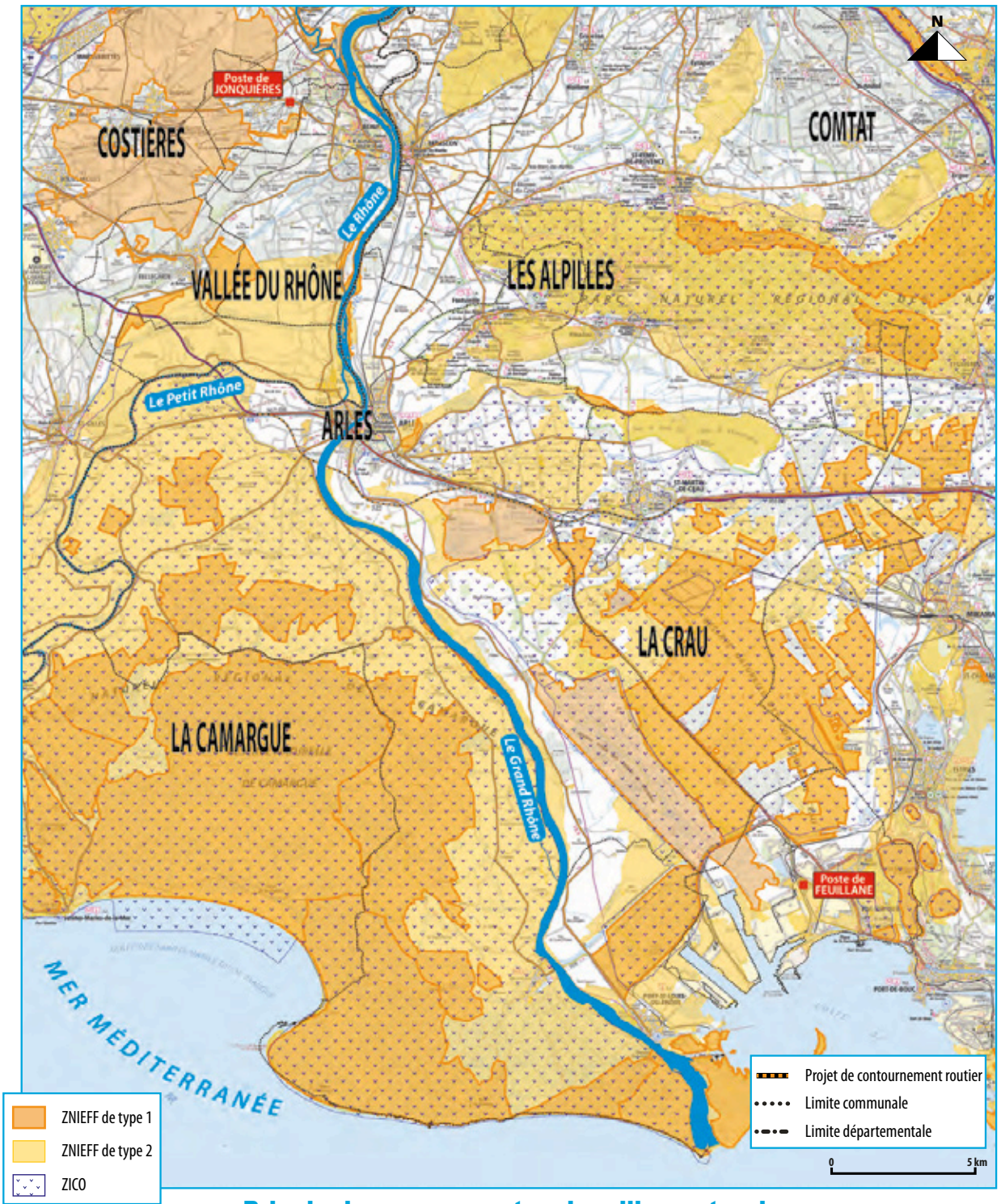
  Le territoire étudié compte 9 ZICO.

- ***Zone humide***

  La loi sur l'eau du 3 janvier 1992 a donné aux zones humides une définition juridique et une valeur d'intérêt général : il s'agit de *« terrains, exploités ou non, habituellement inondés ou gorgés d'eau douce, salée ou saumâtre, de façon permanente ou temporaire ; la végétation, quand elle existe, y est dominée par des plantes hygrophiles pendant au moins une partie de l'année »* (loi sur l'eau du 3 janvier 1992, article L.211-1 du Code de l'Environnement).

  La Convention de Ramsar est un traité intergouvernemental qui sert de cadre à la conservation et à l'utilisation rationnelle des zones humides et de leurs ressources Leur protection est fondée sur leur importance internationale au point de vue écologique, botanique, zoologique, limnologique ou hydrologique. Les critères d'intérêt culturel des zones humides participent également au classement des sites.

  Le territoire étudié compte 2 sites Ramsar : Camargue et Petite Camargue.



Principales composantes du milieu naturel : inventaires

B/Protections conventionnelles

- ***Site Natura 2000***

Réseau écologique européen cohérent de sites naturels, son objectif principal est de favoriser le maintien de la biodiversité, tout en tenant compte des exigences économiques, sociales, culturelles et régionales, dans une logique de développement durable.

Le réseau Natura 2000 est composé des :

. Zones Spéciales de Conservation (ZSC) et des Sites d'Importance Communautaire (SIC) (correspondant à de futures ZSC), créés en application de la Directive « Habitats » ;

. Zones de Protection Spéciales (ZPS), créées en application de la Directive « Oiseaux ».

Le territoire étudié compte 11 ZSC directive « Habitats » et 8 ZPS directive « Oiseaux ».

- ***Parc Naturel Régional***

Un Parc naturel régional ne dispose pas d'un pouvoir réglementaire à proprement dit. Cependant, en approuvant la Charte du Parc, les collectivités s'engagent à mettre en œuvre les dispositions spécifiques qui y figurent. Les documents d'urbanisme doivent être compatibles avec la Charte et le Parc peut être consulté lors de leur élaboration et de leur révision.

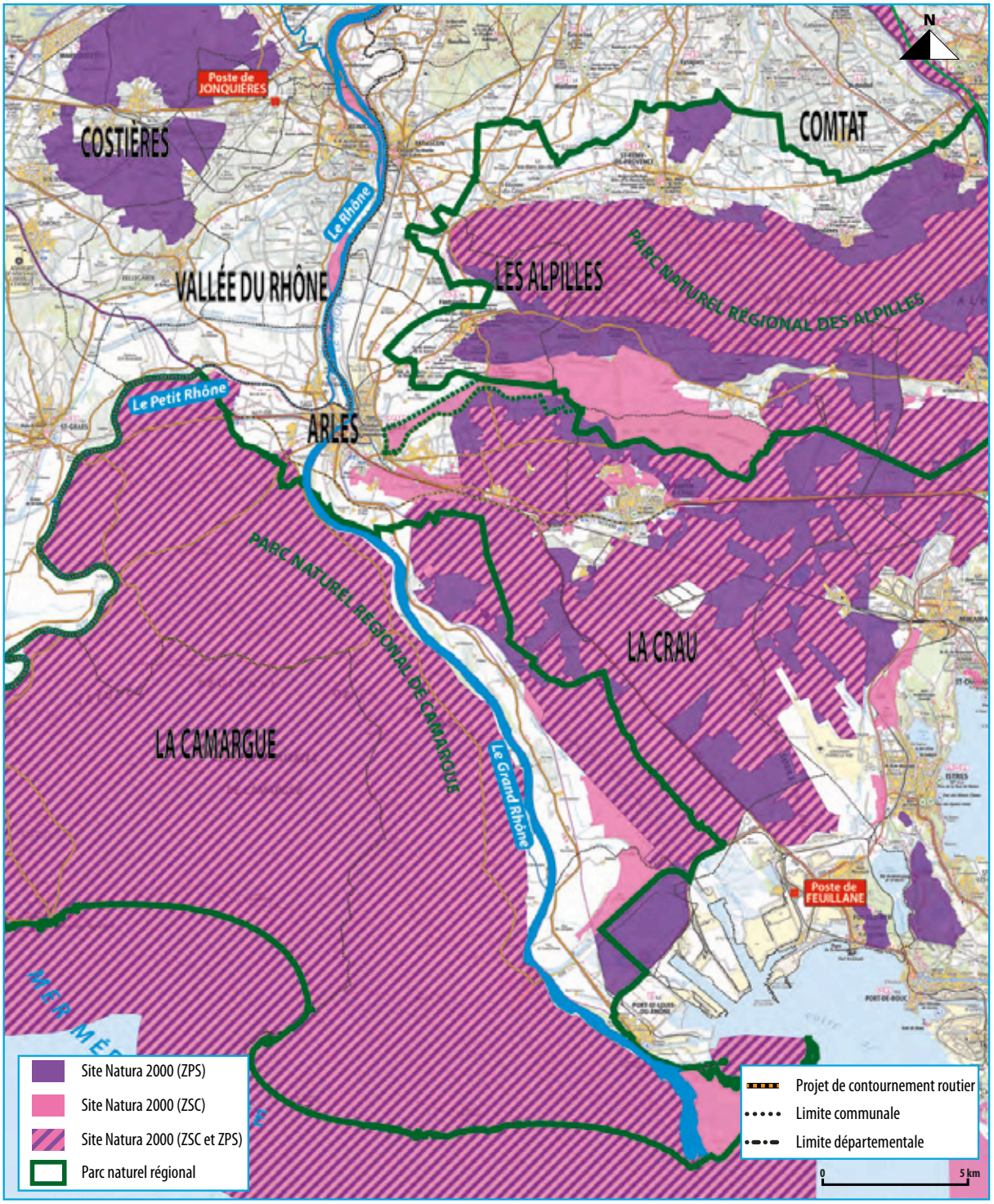
Le territoire étudié compte 2 Parcs naturels régionaux. La Charte de chacun de ces Parcs est le document de référence qui présente le projet de territoire en fixant les axes de développement, les objectifs à atteindre et les actions à conduire.

Le PNR de Camargue :

Créé en 1970, il comprend une grande partie de la Grande Camargue entre les bras du delta du Rhône et couvre trois communes : Arles, les Saintes-Maries-de-la-Mer et Port-Saint-Louis-du-Rhône. Il s'étend sur plus de 1 000 km² et 75 km de façade maritime. La Charte du Parc de Camargue est en cours de révision.

Le PNR des Alpilles :

Créé en 2007, Il s'étend sur le massif préalpin calcaire des Alpilles et sur ses abords immédiats (Crau, rives de la Durance). Il présente une superficie de 510 km².
La Charte 2023-2038 est en attente du décret de renouvellement de classement par le Premier Ministre.



Principales composantes du milieu naturel : protections conventionnelles

C/Protections réglementaires

- ***Arrêtés Préfectoraux de Protection de Biotope (APPB)***

  L'arrêté préfectoral de protection de biotope est un outil réglementaire en application de la loi du 10 juillet 1976 relative à la protection de la nature.
  Il vise à préserver les biotopes ou toutes autres formations naturelles nécessaires à la survie (reproduction, alimentation, repos et survie) des espèces protégées inscrites sur la liste prévue à l'article R.411-1 du code de l'environnement et à protéger les milieux contre des activités pouvant porter atteinte à leur équilibre biologique.

  Le territoire étudié compte 9 APPB.

- ***Réserve naturelle***

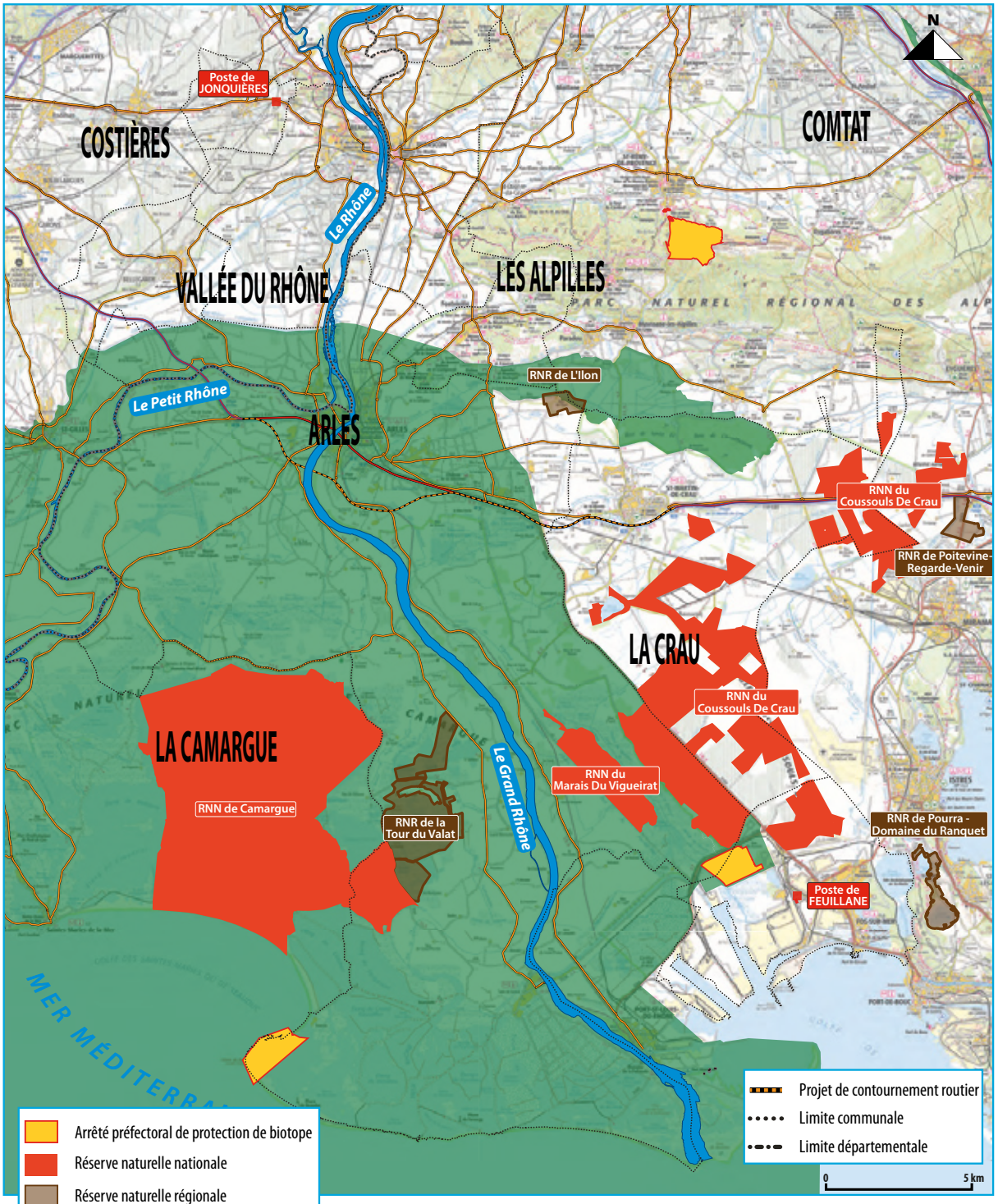
  Une réserve naturelle nationale est un outil de protection à long terme d'espaces, d'espèces et d'objets géologiques rares ou caractéristiques, ainsi que de milieux naturels fonctionnels et représentatifs de la diversité biologique en France.
  Les réserves naturelles régionales présentent les mêmes caractéristiques que les réserves naturelles nationales, à ceci près qu'elles sont classées par le Conseil régional pour une durée limitée (renouvelable) et que certaines activités ne peuvent pas être réglementées (la chasse, la pêche, l'extraction de matériaux).
  Les réserves naturelles nationales et régionales sont des zonages de protection forte.
  Le territoire étudié compte 3 RNN : Camargue ; Coussouls De Crau et Marais Du Vigueirat, ainsi que 4 RNR : L'Ilon, Poitevine-Regarde-Venir, Pourra - Domaine du Ranquet et Tour du Valat.

- ***Réserve de biosphère***

  Une réserve de biosphère est une zone comprenant des écosystèmes terrestres, marins et côtiers. Ce statut est reconnu au plan international (Programme Man & Biosphere de l'Unesco).

  La Camargue est couverte par 1 réserve de Biosphère.

  La réserve de Biosphère se décompose en trois zones interdépendantes visant à remplir trois fonctions liées, qui sont complémentaires et se renforcent mutuellement (Article 4 du cadre statutaire des réserves de biosphère) :
  - une aire centrale, comprenant un écosystème strictement protégé qui contribue à la conservation des paysages, des écosystèmes, des espèces et de la variation génétique (l'aire centrale correspond à la réserve naturelle nationale de Camargue) ;
  - une zone tampon qui entoure ou jouxte les aires centrales et est utilisée pour des activités compatibles avec des pratiques écologiquement viables susceptibles de renforcer la recherche, le suivi, la formation et l'éducation scientifiques ;
  - une zone de transition qui est la partie de la réserve où sont autorisées davantage d'activités, ce qui permet un développement économique et humain socio-culturellement et écologiquement durable.



Principales composantes du milieu naturel : protections réglementaires

D/Protections par maîtrise foncière

- ***Espaces naturels sensibles (ENS)***

  Les espaces naturels sensibles désignent des sites naturels présentant une richesse écologique potentiellement menacée par la pression urbaine ou les activités humaines. Ces sites sont recensés et valorisés par les départements.
  Dans le cadre de la mise en œuvre de leur politique de protection, de gestion et d'ouverture au public des espaces naturels sensibles, les départements ont la possibilité d'instaurer un droit de préemption spécifique aux espaces naturels sensibles.

  Le territoire étudié compte 10 ENS.

- ***Sites du Conservatoire du Littoral***

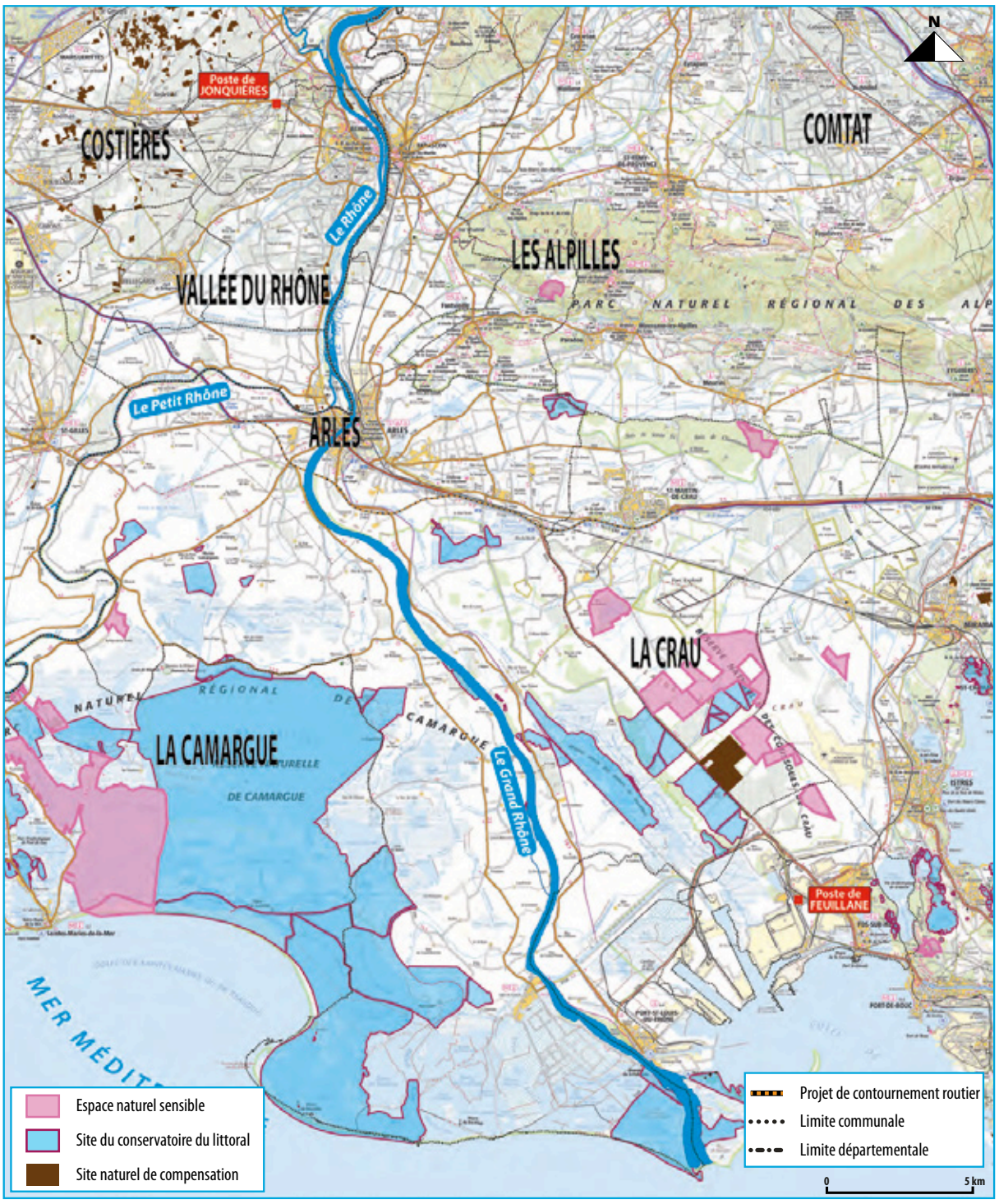
  Le conservatoire du littoral est un établissement public administratif de l'État chargé de conduire, une politique foncière de sauvegarde de l'espace littoral et de respect des sites naturels et de l'équilibre écologique. Il achète les terrains situés en bord de mer et de lacs, dont les contours sont définis avec les élus locaux et les services de l'État.

  Le territoire étudié compte 23 sites du Conservatoire du Littoral.

- ***Sites de compensation environnementale***

  Afin de contrebalancer les dommages causés par la réalisation de projets qui n'ont pu être évités ou limités, une compensation environnementale peut être envisagée. Elle correspond à un ensemble d'actions en faveur de l'environnement et doit permettre de rétablir une situation de qualité globale proche de la situation antérieure et un état écologique jugé fonctionnellement normal. Cela peut se faire par acquisition des surfaces : rétrocédées à un organisme gestionnaire, tel que les CEN (Conservatoires des Espaces Naturels) ou encore par conventionnement avec des propriétaires ou des exploitants dont les parcelles présentent des potentialités écologiques favorables aux espèces, afin qu'ils adaptent leur mode de gestion aux exigences écologiques de ces dernières.

  Le territoire étudié compte une vingtaine de sites de compensation liés à des projets tels que les créations du contournement LGV Nîmes Montpellier, de la gare nouvelle de Nîmes-Manduel-Redessan, du renforcement des digues du Rhône en rive droite de Beaucaire à Fourques…



Principales composantes du milieu naturel : protections par maîtrise foncière

E/Continuités écologiques

- ***Schéma régional de cohérence écologique***

  La loi 2009-967 du 3 août 2009 et la loi du 12 juillet 2010, dites lois Grenelle 1 et 2, instaurent dans le droit français la création de la Trame verte et bleue (TVB) comme outil d'aménagement du territoire, destiné à enrayer la perte de biodiversité. À l'échelle régionale, la construction de cette Trame verte et bleue s'organise par l'élaboration d'un Schéma Régional de Cohérence Écologique (SRCE), avec l'ensemble des acteurs de l'aménagement du territoire et de l'environnement.
  Les SRADDET (Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires) des régions PACA et Occitanie se substituent aux différents schémas préexistants notamment le Schéma Régional de Cohérence Écologique (SRCE), outil permettant la mise en œuvre de la trame verte et bleue (TVB). Ils reprennent par conséquent tous les éléments issus des SRCE de ces deux régions.
  La trame verte correspond aux boisements (privés ou gérés par l'Office National des Forêts) et aux secteurs de cultures avec haies brise-vent.
  La trame bleue correspond quant à elle aux principaux cours d'eau.

- ***Protection du milieu naturel dans les documents d'urbanisme***

  Plusieurs outils permettent de protéger les éléments du patrimoine écologique dans les documents d'urbanisme : espaces boisés classés (EBC), éléments naturels à protéger au titre des articles L.121-23 à 26 du Code de l'Urbanisme, secteur de trame verte et bleue…



Principales composantes du milieu naturel : continuités écologiques

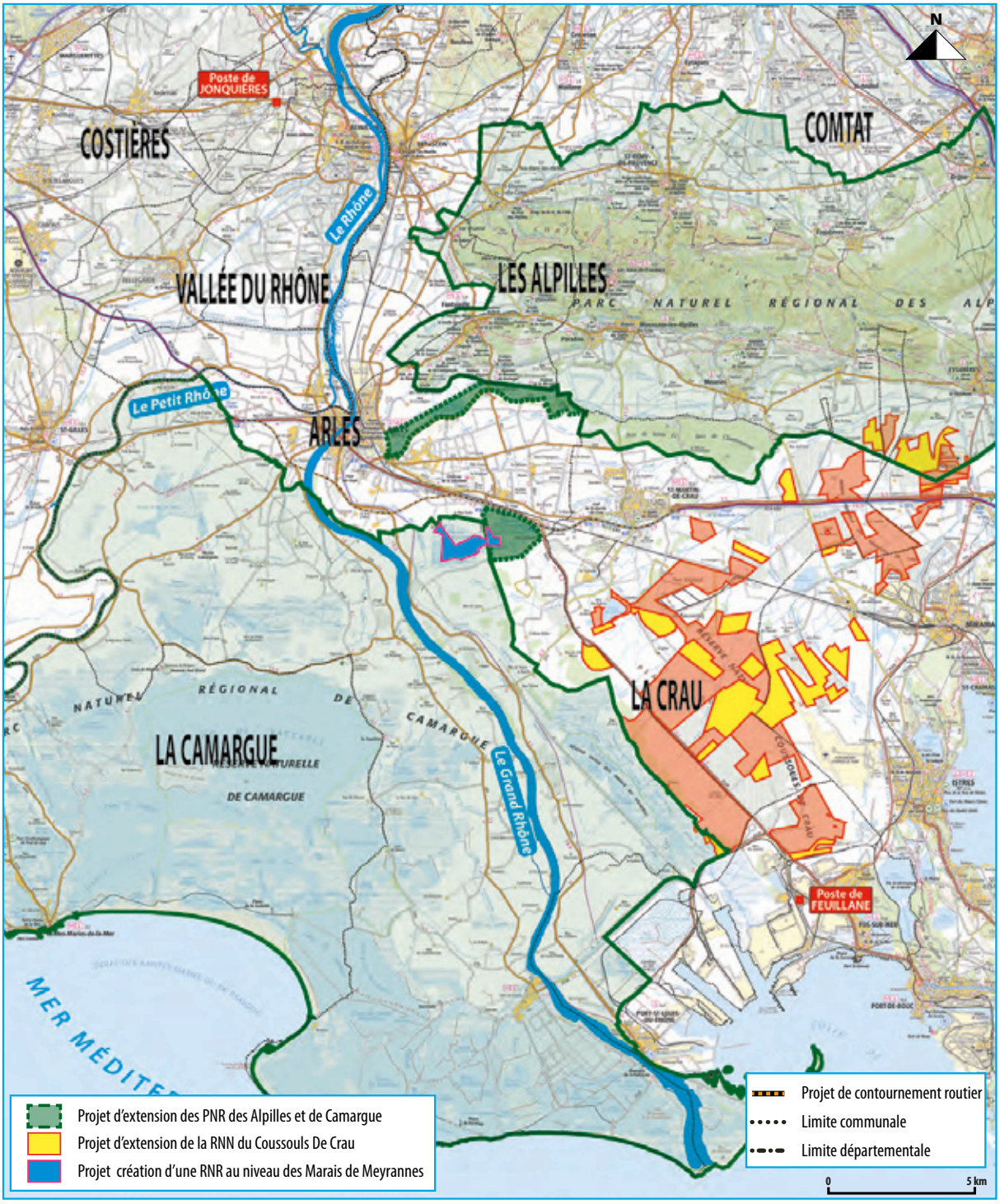
F/Projets en lien avec la protection de la biodiversité

- ***Extension du périmètre du PNR de Camargue***
  Dans le cadre de la révision de la Charte, sont étudiées une extension en mer jusqu'aux 3 milles nautiques et une extension jusqu'au marais des Chanoines, au nord-est du territoire et qui présente un intérêt patrimonial reconnu à différents niveaux, national et international.

- ***Extension du périmètre du PNR des Alpilles***
  La Charte 2023-2038 prévoit une extension sur la commune d'Arles afin d'intégrer au territoire du Parc la partie « Vallée des Baux » du site Natura 2000 « Trois marais » et l'intégralité de la réserve naturelle régionale de l'Ilon, apportant ainsi une plus grande cohérence au périmètre en matière de continuité écologique et de gestion.

- ***Projet d'extension de la Réserve des Coussols de Crau***
  L'extension de la réserve vise à accroître sa cohérence spatiale par la recherche d'une plus grande continuité écologique entre ses différentes parties, afin d'améliorer les effets des actions de conservation et d'assurer une meilleure préservation de l'habitat du coussoul.
  Le projet d'extension de la réserve concerne principalement des parcelles localisées sur les communes de Saint Martin-de-Crau, d'Istres et d'Eyguières. Les communes d'Arles, de Fos-sur-Mer, de Salon de Provence et d'Aureille sont aussi concernées, pour cette dernière, il s'agit d'une nouvelle commune sur laquelle la réserve serait étendue.
  L'extension proposée de la RNN correspond à une superficie d'environ 3 152 ha supplémentaires, conduisant à une superficie finale totale de 10 552 ha classés en réserve.

- ***Projet de création d'une Réserve Naturelle Régionale au niveau des Marais de Meyrannes***
  Véritable charnière entre le delta du Rhône et la plaine aride de la Crau, les marais de Raphèle abritent des milieux humides au pied des Alpilles. Ces espaces sont déjà protégés via la Directive Habitats (Natura 2000), néanmoins afin de maintenir et renforcer les relations entre ces différents espaces, un projet de création d'une Réserve Naturelle Régionale (RNR) est en cours au niveau du Marais de Meyranne. Cette démarche est menée avec l'appui du Conservatoire du littoral et de la Région Sud-Provence Alpes Côte d'Azur.



Principales composantes du milieu naturel:
Projets en lien avec la protection de la biodiversité

G/Éléments déterminants du milieu naturel pour la définition de l'aire d'étude terrestre

Les zonages d'inventaires naturels ou réglementaires mettent plus particulièrement en exergue :

- ***La Camargue***

  Le delta du Rhône est le seul delta de France et le second par l'importance en Méditerranée. Il possède des milieux (lagunes, marais…) rarement rencontrés ailleurs sur une telle étendue, jouant ainsi un rôle de refuge pour de nombreuses espèces rares de plantes et d'animaux. Placé sur le trajet des grandes migrations Nord/Sud, il constitue un site d'alimentation et de repos par d'innombrables oiseaux. Le delta est donc une escale extrêmement prisée. Peu exposé au gel des eaux, il est aussi très attractif en hiver spécialement pour les oiseaux d'eau.

  Zone humide d'importance exceptionnelle, la Camargue se distingue en Europe par la richesse biologique de ses écosystèmes. De plus, la juxtaposition de milieux différents sur un grand espace constitue un très fort intérêt, notamment pour l'avifaune. Elle accueille de nombreuses espèces animales et végétales dont certaines sont emblématiques du territoire, telles le flamant rose, la salicorne ou encore le lis des sables.
  La Camargue est protégée à divers titres, notamment en tant que Réserve Naturelle Nationale (13 117 ha) principalement au niveau de l'étang de Vaccarès et Réserve Naturelle Nationale (1 200 ha) de Vigueirat ; une partie du territoire est protégée par le réseau Natura 2000. En outre, 193 000 ha sont classés en Réserve de biosphère et 114 000 ha de la Camargue gardoise et de l'Île de Camargue sont inscrits sur la liste des zones humides d'importance internationale de la convention de Ramsar. Ces protections sont reprises dans les documents d'urbanisme.
  Enfin, depuis 1970, le Parc naturel régional de Camargue veille à la préservation et au développement de ce territoire.



Végétation caractéristique des milieux humides

- ***La plaine de la Crau***

  Le coussoul correspond à un paysage ouvert de steppe caillouteuse, utilisé pour le pâturage des moutons. Il abrite peu de plantes rares ou menacées mais l'association des plantes qui le constituent en fait une communauté végétale originale et, comme toutes les pelouses sèches méditerranéennes, cette communauté est protégée au titre de la Directive Habitats (Natura 2000).



Réserve Naturelle des Coussouls de Crau

Pour protéger cet espace unique, la Réserve Naturelle Nationale des Coussouls de Crau (RNCC) a été créée en 2001.
En 2004, le Conservatoire d'Espaces Naturels de Provence-Alpes-Côte d'Azur et la Chambre d'agriculture des Bouches-du-Rhône ont été désignés comme co-gestionnaires de cette réserve de 7 500 ha qui est pâturée par quelque 40 000 brebis chaque année.

- ***Les Alpilles***

Ces paysages provençaux relativement préservés offrent une grande diversité de milieux (arboriculture méditerranéenne classique avec oliviers, figuiers, amandiers), garrigues pelouses. Cette diversité est génératrice d'une grande richesse faunistique qui se révèle par la présence de l'ensemble des grands rapaces typiques de Provence, mais aussi par la variété des chiroptères et la présence d'une flore originale.



Mosaïque de milieux

Le massif est couvert à la fois par les Directive Habitats et Oiseaux (Natura 2000) et par la Parc Naturel Régional des Alpilles créé en 2007 et qui s'étend sur l'ensemble du massif préalpin calcaire des Alpilles et sur ses abords immédiats (Crau, rives de la Durance) et jusqu'à Arles avec l'extension étudiée dans sa Charte 2022-2037.

Outre ces grands ensembles, la zone d'étude présente des milieux intéressants, cependant plus ponctuels et moins emblématiques.
Ainsi, entre Beaucaire/Tarascon et Arles, le Rhône traverse une plaine à la fois agricole, urbaine et industrielle.
Sur ce secteur, le fleuve a fait l'objet de très nombreux aménagements hydrauliques pour le rendre navigable et permettre la production d'énergie électrique : ses berges sont endiguées et des contre-canaux le longent pour récupérer et drainer les écoulements et les eaux d'infiltration au pied des digues. Toutefois, le Rhône conserve çà et là quelques vestiges d'un fonctionnement hydraulique naturel avec des îles, des bras morts et une ripisylve en bon état.
Ces milieux naturels restent cependant peu étendus et sont morcelés.



Le Rhône au niveau de Beaucaire et Tarascon…



…et au sud d'Arles

De la même façon, le plateau des Costières est très anthropisé, largement investi par l'agriculture. Néanmoins, il abrite quelques espèces d'intérêt communautaire.



Haies coupe-vent sur le plateau des Costières…



…et dans la plaine agricole

Ces deux ensembles (vallée du Rhône et Costière) sont néanmoins identifiés au SRADDET Occitanie comme des réservoirs de biodiversité reliés par des corridors, du fait notamment des nombreuses haies brise-vent. Le maillage de haies assure le maintien de la biodiversité, de la faune et de la flore qui utilisent les haies pour nicher, s'abriter ou se déplacer.

2.2.3. Milieu humain (voir carte p.57)

A/Zones urbanisées

Avec un peu plus de 50 000 habitants, Arles constitue la principale agglomération de la zone d'étude. Bordée par le Rhône à l'ouest, la ville se positionne à la croisée de grands espaces naturels que sont la plaine du Trobon au nord, les Alpilles à l'est, la Crau au sud-est et la Camargue au sud-ouest.
La ville se compose des quartiers de la vieille ville (Cité, Hauture, Méjan, Roquette et La Cavalerie/ Portagnel), c'est-à-dire ceux situés à l'intérieur de l'enceinte médiévale et des quartiers périphériques pour la plupart d'un développement plus récent. La ville est clairement délimité côté est et sud par des voies de contournement ou par des canaux. A l'ouest le quartier de Trinquetaille s'étire en rive droite du Rhône.
Tarascon dans les Bouches-du-Rhône et Beaucaire dans le Gard situées de part et d'autres du Rhône regroupent environ 15 000 habitants chacune.
Les Alpilles arlésiennes, qui correspondent au sud de ce petit massif, commencent à partir de l'abbaye de Montmajour. Elles longent du nord à l'est, les villages de Fontvieille, du Paradou, de Maussane-les-Alpilles et de Mouriès.
La Crau verte comprend les villages de Pont-de-Crau, Raphèle et Moulès et jouxte à l'est la commune de Saint-Martin-de-Crau (15 000 habitants). Le bâti est particulièrement dispersé dans la campagne irriguée.



Arles



Bâti épars à Raphèle-les-Arles

En raison des risques d'inondation, l'habitat de la vallée du Rhône et la Camargue arlésienne est clairsemé, constitué principalement de mas et de quelques villages pour la plupart très anciens bâtis sur les ségonnaux ou des buttes artificielles datant généralement de l'époque romaine.
À l'ouest, les agglomérations de Bellegarde (7 550 habitants) et Saint-Gilles (14 500 habitants) se sont installés en bordure du plateau des Costières. Ce dernier est ponctué de bourgs au bâti récent regroupé autour des cœurs anciens. Le bâti dispersé est constitué de mas viticoles.



Centre de Bellegarde



Mas en Camargue

Toutes les communes du territoire étudié sont dotées d'un document d'urbanisme qui détermine pour chaque zone l'occupation du sol autorisée et qui propose des protections des éléments du patrimoine et du paysage.

B/Activités économiques

- ***Agriculture***

Le territoire étudie bénéficie de conditions climatiques exceptionnelles (300 jours d'ensoleillement annuel) et se caractérise par une activité agricole très développée sur des productions très spécialisées, héritage d'un savoir-faire hérité d'une longue tradition et qui constituent un support pour de nombreuses activités industrielles.

L'agriculture du Pays d'Arles est extrêmement diversifiée : l'élevage ovin avec le Mérinos d'Arles et le foin sur la plaine de Crau, les élevages les bovins et équins principalement en Camargue, l'oléiculture et la viticulture surtout dans les Alpilles, la riziculture sur les zones humides, les grandes cultures, le maraîchage et l'arboriculture sur le Val de Durance, le Comtat, en Crau, sur la Camargue, les Alpilles, etc.

L'importance des cultures fruitières et maraîchères de la Crau arlésienne et de la vallée du Rhône, la plupart sous serres, classe ce territoire parmi l'une des principales régions européennes exportatrices de primeurs. L'arboriculture et le maraîchage ont un grand besoin d'eau et de terres fertiles. Ils se développent dans la plaine irriguée et sur les anciennes alluvions du Rhône. Ces cultures de fruits et de légumes sont très sensibles au mistral. Des haies brise-vent ont été plantées, le maillage de haies brise-vent est très dense. Les haies le plus souvent rencontrées sont des haies de cyprès brise-vent, ainsi que des haies de feuillus mixtes adaptées aux milieux humides, car situées proche des réseaux d'irrigation.



Cultures sous serre dans la Crau verte

Le foin de Crau, qui bénéficie d'une Appellation d'Origine Contrôlée (AOC), contribue également à la renommée du territoire d'Arles-Crau. 100 000 tonnes y sont produites annuellement sur environ 13 000 hectares de prairies. La Crau depuis toujours terre pastorale, élève aujourd'hui plus de 100 000 moutons qui transhument chaque année de la plaine vers les alpages.

En Camargue, des efforts ont été faits pour labelliser et qualifier les productions. L'AOC Taureau de Camargue reconnaît la qualité de la viande des taureaux élevés dans le delta. noter le lien fort entre élevage taurin et élevage équin, plus particulièrement avec l'élevage de chevaux de race Camargue.

La riziculture (environ 15 000 ha) s'étend, elle aussi, dans tout le delta et le riz de Camargue bénéficie d'une indication géographique protégée (IGP). L'eau est pompée dans le Rhône puis envoyée dans de grands canaux, vers les propriétés qui partagent les frais d'entretien. Elle est ensuite distribuée par d'innombrables petits canaux - les porteaux - aux rizières.



Taureaux de Camargue

Dans les Alpilles, trois Appellations d'Origine Contrôlée "Vallée des Baux-de-Provence" pour les Olives cassées, les Olives noires piquées et l'Huile d'olive et AOC "Les Baux-de-Provence" pour ses vins rouges et rosés sont présentes.

Les vins des Costières de Nîmes n'ont intégré le rang de vin AOC qu'en 1986. Toutefois ces vins étaient réputés dès le Moyen Âge. La micro-appellation AOC Clairette de Bellegarde de la Vallée du Rhône est la plus petite du Gard (à peine 10 ha), en mono-cépage Clairette blanche.

- ***Industrie, artisanat, commerce***

La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer (ZIP) créée en 1964 par l'État pour l'implantation d'usines sur 10 000 hectares bordant le golfe de Fos, est une des plus importantes zones industrialo-portuaires d'Europe. Véritable moteur de l'économie régionale (plus de 40 000 emplois), elle regroupe les grands noms de la sidérurgie, de l'énergie et de la pétrochimie : ArcelorMittal, Ascométal, KEM One, Air Liquide, Llyondell, Covestro, Naphtachimie, Primagaz…
Par ailleurs, la zone devrait accueillir d'ici 2025 une giga-usine de panneaux photovoltaïques portée par l'entreprise Carbon (environ 3 000 emplois) et à l'horizon 2030 une importante filière hydrogène.


Réservoirs d'hydrocarbure dans la ZIP

En plus de cet espace dédié aux industries lourdes, sur le territoire du port de Marseille-Fos, le parc de la Feuillane accueille sur 255 ha une quarantaine d'entreprises, représentant un millier d'emplois. La zone du Ventillon accueille de son côté une douzaine d'entreprises, représentant 500 emplois, sur une zone de 140 ha avec des activités diverses comme l'entretien et la réparation de matériel ferroviaire roulant, accessoires de manutention et de stockage…

D'importantes zones d'activités s'étendent à proximité des agglomérations. Ainsi, on peut citer :

- à Arles, :
  . le port fluvial qui connaît une activité croissante, les caractéristiques du Rhône entre Arles et la mer permettant l'accès à de gros navires fluvio-maritimes ;
  . la zone industrielle Nord qui constitue la principale zone d'activité de la commune (90 ha) ;
  . la zone industrielle Sud (30 ha) ;
  . la zone commerciale Fourchon (45 ha) qui accueille plus de 250 entreprises ;
  . la plaine de Montmajour (17 ha) ;
- à Saint-Martin-de-Crau, la ZAC Écopôle et bois de Leuze (151 ha actuels et 250 ha à venir) regroupe de nombreux entrepôts logistiques ;
- à Tarascon :
  . la zone d'activités du Roubian (100 ha) est destinée aux industries, artisans, commerçants ;
  . la zone fluviale CNR ou zone des Radoubs concédée par l'État à la Compagnie Nationale du Rhône, chargée de sa mise en valeur ;
- à Beaucaire :
  . le Parc d'Activités Domitia (120 ha et même 250 ha avec le site portuaire de la CNR) regroupe au nord des activités économiques de type commerces, bureaux, services et artisanat et au sud des activités classées ;
  . le Parc d'Activités intercommunal des Milliaires qui accueille de grandes enseignes ainsi que diverses activités de services de proximité et de restauration ;
- à Bellegarde, le Parc d'Activités de la Salicorne (20 ha). Plusieurs activités y sont implantées : travaux publics, menuiserie, garage auto, fabrication de piscines, etc.
- à Fourques, le Parc d'Activités de Lédignan (17 ha) qui regroupe de nombreuses entreprises artisanales et de services.


Entrepôts de logistique à Saint-Martin-de-Crau

- ***Tourisme***

L'activité touristique constitue un atout majeur du territoire étudié avec notamment :
Arles, ses activités culturelles et son patrimoine chargé d'histoire, le parc naturel régional de Camargue (faune, flore, traditions à découvrir 14 itinéraires de découverte de son territoire, à pied, à vélo ou en voiture),
Les pistes cyclables sont nombreuses avec notamment la ViaRhôna entre Beaucaire et Port-Saint-Louis-du-Rhône. Cet itinéraire à vélo longe le Grand Rhône.



Manadiers au détour d'un chemin

Le massif des Alpilles n'est pas en reste avec au niveau du territoire étudié l'abbaye de Montmajour, le Moulin de Daudet ou les Baux-de-Provence, le vélorail des Alpilles, etc.
De ce fait, outre les hôtels et campings, le territoire accueille de très nombreux gîtes et chambres d'hôtes.



Moulin de Daudet

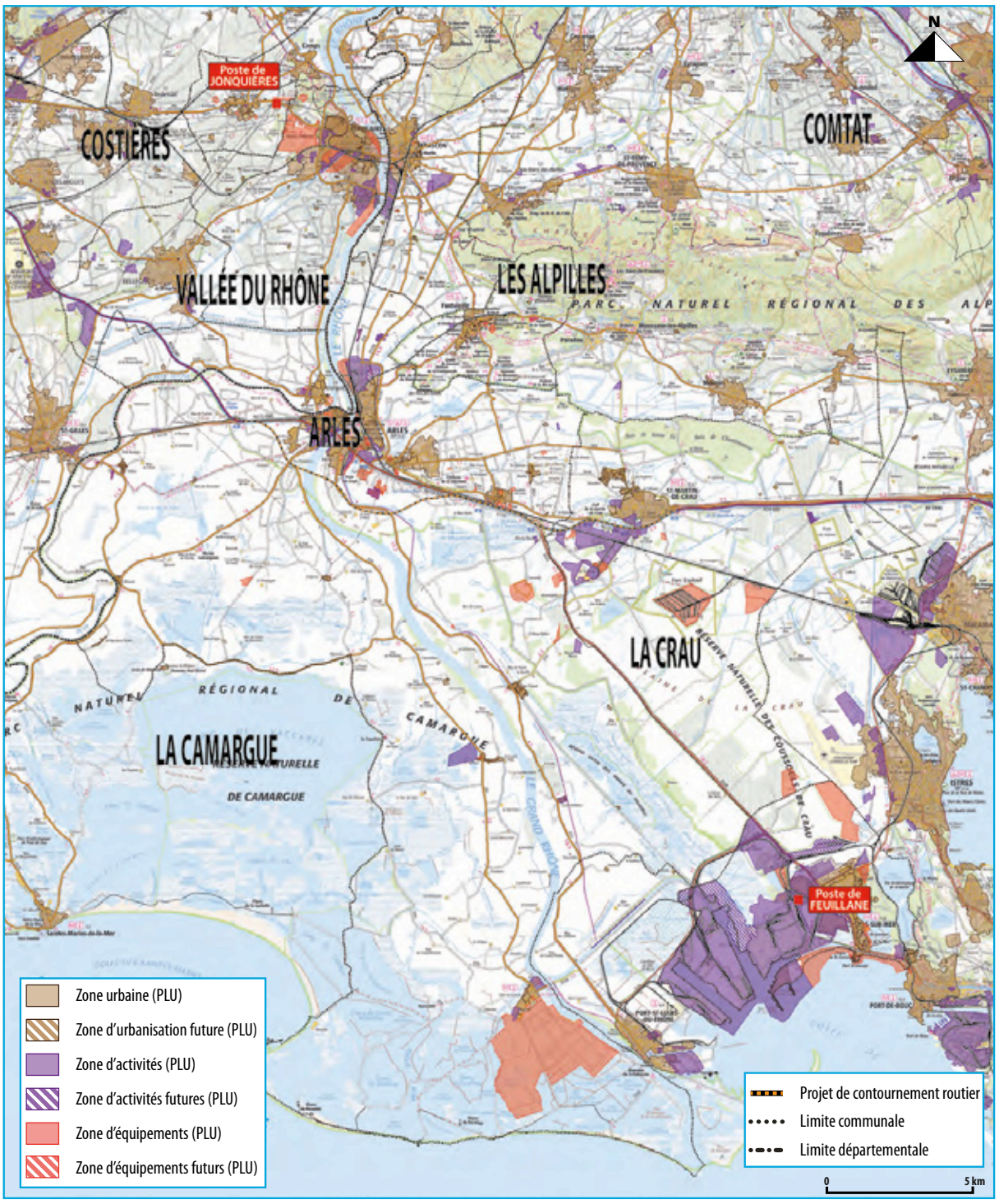
A l'extrémité du Gard Rhodanien, juste à la frontière avec les Bouches-du-Rhône et le Vaucluse, la Terre d'Argence constitue un triangle entre Nîmes, Arles et Avignon. Elle est composée de 5 villes et villages :

- Beaucaire,
- Bellegarde,
- Jonquières-Saint-Vincent,
- Fourques,
- Vallabrègues (seul village situé en rive gauche).

Beaucaire a obtenu le label « Ville d'Art & d'Histoire » en 2000 avec ses nombreux hôtels particuliers et églises du centre historique, ainsi que sa forteresse qui fait face à celle de Tarascon.
Beaucaire est également située à l'extrémité du canal du Rhône à Sète (reliant le Rhône à la mer), le long duquel se trouve un port fluvial qui accueille les plaisanciers et les péniches de passage.



Port fluvial de Beaucaire



Principales composantes du milieu humain : urbanisation et activités

C/Infrastructures (carte p.61)

- ***Infrastructures autoroutières et routières***

Ce territoire dispose d'un réseau routier structurant permettant une interconnexion entre les différentes agglomérations.

A54 : cette autoroute relie Nîmes à Salon-de-Provence. De l'A9 à la sortie 3 (Saint-Gilles), la section à péage est concédée à ASF. De la sortie 3 à la sortie 4 (Arles-Trinquetaille) la section gratuite non concédée a un statut de voie express (RN572), gérée par la DIR Méditerranée, puis de la sortie 4 à la sortie 12 (Saint-Martin-de-Crau-Est), la section gratuite non concédée a un statut de voie express (RN113) gérée par la DIR Méditerranée également. Au-delà, la section à péage est à nouveau concédée à ASF

RN113 : Le transit de longue distance représente une proportion de poids lourds plus importante que celle du trafic d'échange local. À lui seul, ce transit longue distance représente 78 % du transit poids lourds entre Arles et Saint-Martin-de-Crau. Actuellement, la RN113, route à 2x2 voies, assure à la fois une continuité routière entre deux tronçons de l'A54 et la desserte du centre-ville d'Arles. Environ 76 000 véhicules empruntent chaque jour l'actuel pont d'Arles (étude de trafic CAA, 2019).
La RN113 actuelle rencontre donc des difficultés en termes de qualité de vie pour les riverains, de services offerts par l'infrastructure et de difficultés de circulation, aussi un projet de contournement autoroutier est en cours. La réalisation du projet de contournement autoroutier permettra la requalification en boulevard urbain de l'actuelle RN113 en traversée d'Arles.

RN568 : elle relie actuellement Raphèle-lès-Arles à Port-de-Bouc où elle rejoint l'A55 qui relie Marseille. Sa longueur actuelle est de 35 km et l'itinéraire est (à l'exception des giratoires entre Raphèle et Fos) intégralement à 2x2 voies, même s'il comporte encore des carrefours giratoires et des feux tricolores.



RN113



RN568

RN569 : elle relie l'A54 et Fos-sur-Mer. Un projet prévoit l'aménagement de 25 kilomètres de route le long de l'actuelle RN569 entre l'A54 à Salon-de-Provence et Fos-sur-Mer en passant par Grans, Miramas ou encore Istres. Plusieurs tracés sont envisagés par la Dreal (Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement), maître d'ouvrage de l'opération, notamment au niveau de l'agglomération de Fos-sur-Mer. La concertation est en cours.

- ***Infrastructures ferroviaires***

La LGV Méditerranée relie Lyon et le nord de la France aux régions Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie. Elle passe à l'ouest de la commune de Jonquières-Saint-Vincent et rejoint la nouvelle gare de Nîmes-Pont-du-Gard. Mise en service fin 2019, elle est implantée à la croisée du contournement de Nîmes et de Montpellier et de la ligne de Tarascon à Sète-Ville (ligne classique), ce qui permet une desserte aussi bien en TGV qu'en TER (avec correspondances entre ces trains).

La gare d'Arles est quant à elle desservie par le TGV (deux allers-retours par jour Arles - Paris) ; les grandes lignes (intercités) ; le réseau TER PACA et Languedoc-Roussillon.

Par ailleurs, un réseau de voies ferrées de transport de marchandises s'articule autour des grands sites industriels.

- ***Réseau de transport d'énergie***

Plus d'une cinquantaine de gazoducs, oléoducs, saumoducs, azoducs, oxyducs et pipelines appartenant à GRTgaz, Trapil ODC, Air Liquide, Esso, Société du Pipeline Méditerranée Rhône, Société du Pipeline Sud Européen, Kem-One, Geosel, Géostock, GIE Crau, etc. sont recensés sur le territoire étudié, reliant les grandes entreprises de la ZIP de Fos-sur-Mer.



Bornes indiquant la présence de canalisations de transport de fluides et gaz

Le réseau public de transport (RPT) d'électricité géré par RTE offre un réseau très haute tension 400 000 volts peu développé puisqu'il est uniquement présent au poste de JONQUIÈRES. L'essentiel de la zone est alimenté par le réseau très haute tension 225 000 volts notamment depuis le poste de FEUILLANE qui permet de desservir la dans la ZIP de Fos-sur-Mer.

- ***Installations liées aux énergies renouvelables***

À l'heure actuelle, quatre parcs éoliens terrestres sont recensés au niveau du territoire étudié :

. à Beaucaire, d'une capacité de 11,5 MW (5 éoliennes) le long du Rhône ;
. à Saint-Martin-de-Crau d'une capacité de 7,2 MW (9 éoliennes du site Mas de Leuze) ;
. à Fos-sur-Mer d'une capacité 10 MW (4 éoliennes) ;
. à Port-Saint-Louis-du-Rhône d'une capacité 21,25 MW (25 éoliennes).



Parc éolien Saint-Martin-de-Crau

Concernant l'éolien off-shore, le gouvernement a choisi le large de Fos-sur-Mer comme seconde zone d'implantation en Méditerranée pour un parc flottant de 250 MW (10 à 20 éoliennes) avec une mise en service « envisagée en 2031 » (avant extension ultérieure de 500 MW).

Par ailleurs, de nombreux parcs photovoltaïques sont en phase de projet sur l'ensemble du territoire.

- ***Servitudes aéronautiques et radioélectriques***

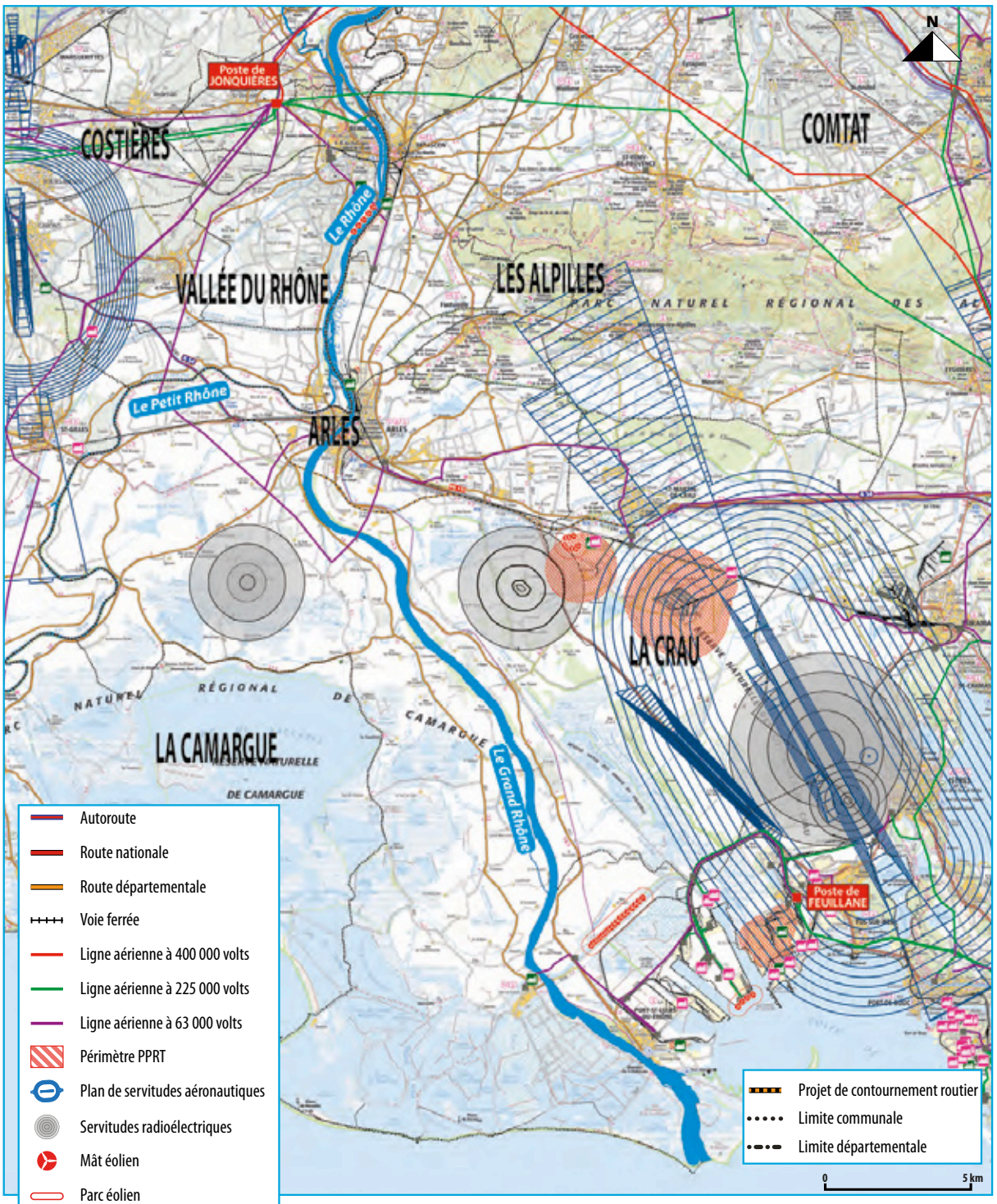
Dans les Bouches-du-Rhône, la base aérienne 125 Istres-Le Tubé « Sous-Lieutenant Monier », est une base de l'Armée de l'air française, située sur le territoire de la commune d'Istres dans le département des Bouches-du-Rhône.
Côté Gard, l'aéroport de Nîmes-Grande Provence Méditerranée est basé sur les communes de Nîmes et Saint-Gilles, à proximité du village de Garon. Il est destiné au trafic civil, ouvert au trafic national et international régulier ou irrégulier. L'aéroport est également utilisé par la sécurité civile comme base principale.
Des servitudes aéronautiques et radioélectriques inhérentes à ces installations sont présentes et peuvent s'avérer contraignantes.

- ***Risque industriel***

  Le risque industriel est la combinaison de la probabilité de survenue d'un accident industriel sur un territoire et de ses conséquences négatives potentielles pour la santé humaine, l'environnement, les biens, dont le patrimoine culturel et l'activité économique.
  Parmi les Installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), 46 relèvent du régime Seveso : 31 « seuil haut » et 15 « seuil bas ».
  Des plans de prévention des risques technologiques (PPRT) ont été mis en place afin de prévenir les risques aux abords de certains sites.

D/Éléments déterminants du milieu humain pour la définition de l'aire d'étude terrestre

Les enjeux du milieu humain pour la définition de l'aire d'étude correspondent principalement aux zones urbaines existantes et à venir. Ainsi l'évitement autant que possible des principales zones à vocation résidentielle sera recherché pour des raisons de préservation du cadre de vie.
Pour les zones d'activités, leur compatibilité avec un ouvrage électrique est possible à condition de vérifier qu'il n'entrave pas le développement de celles-ci, d'autant qu'elles semblent connaître une très forte vitalité.
L'agriculture est elle aussi très dynamique et exploite souvent des produits très spécifiques à la région. Cette activité sera prise en compte lors de la phase de définition des fuseaux.
Les infrastructures apparaissent comme des éléments structurants de l'espace sur lequel il est possible de s'appuyer à défaut de composantes géographiques fortes. Néanmoins les servitudes inhérentes à ces infrastructures sont à intégrer dans la réflexion dès cette phase afin de les éviter dès à présent en cas de contraintes non compatibles avec la création d'une ligne électrique aérienne à 400 000 volts.



Principales composantes du milieu humain : infrastructures et servitudes

2.2.4. Patrimoine et paysage

A/Monuments historiques

Un monument historique est un édifice, un espace, qui a été classé ou inscrit afin de le protéger, du fait de son intérêt historique ou artistique.
Le patrimoine protégé au titre des monuments historiques comprend aujourd'hui de multiples domaines comme le patrimoine domestique, religieux ou encore industriel. Son champ temporel s'étend de la période préhistorique à aujourd'hui.
Le territoire étudié comprend 347 monuments historiques dont 95 à Arles, 50 à Beaucaire, 20 à Tarascon et 20 à Fontvieille.

B/Sites patrimoniaux remarquables (SPR)

Les sites patrimoniaux remarquables remplacent les secteurs sauvegardés, zones de protection du patrimoine architectural, urbain et paysager (ZPPAUP), ainsi que les aires de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine (AVAP). C'est une servitude d'utilité publique ayant pour objet de « promouvoir la mise en valeur du patrimoine bâti et des espaces ».
La zone d'étude comprend 6 Sites Patrimoniaux Remarquables : Arles, Beaucaire, Fourques, Saint-Gilles, Les Baux-de-Provence, Saint-Rémy-de-Provence.

C/Sites inscrits et classés

La loi du 2 mai 1930, désormais codifiée (Articles L.341-1 à 342-22 du Code de l'Environnement), prévoit que les monuments naturels ou les sites de caractère artistique, historique, scientifique, légendaire ou pittoresque présentant un intérêt général peuvent être protégés.
Elle énonce deux niveaux de protection :

- l'inscription est la reconnaissance de l'intérêt d'un site dont l'évolution demande une vigilance toute particulière. C'est un premier niveau de protection pouvant conduire à un classement ;
- le classement est une protection très forte destinée à conserver les sites d'une valeur patrimoniale exceptionnelle ou remarquable.

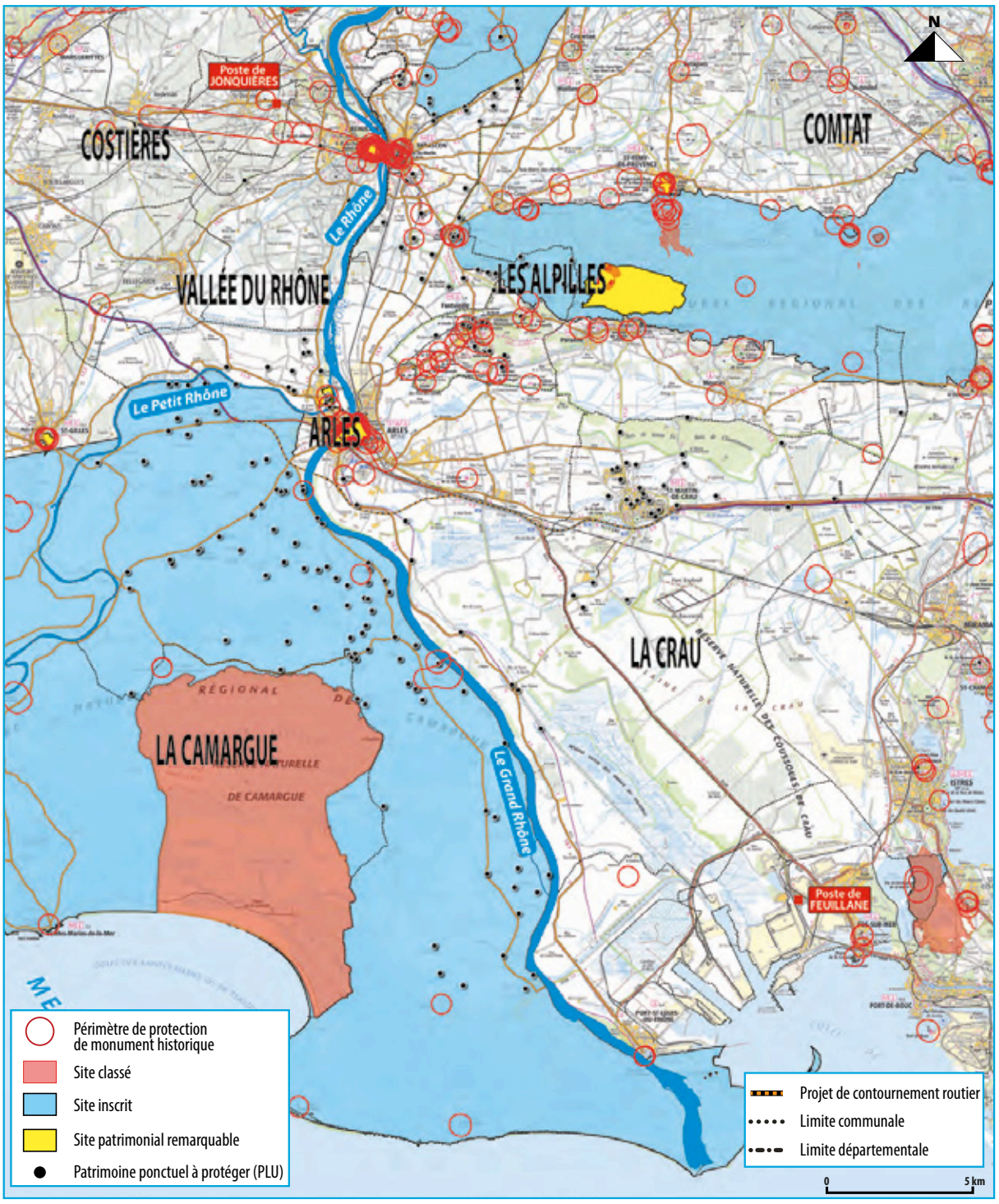
Le territoire d'étude comprend 12 sites classés et 17 sites inscrits. Ils sont globalement ponctuels, à l'exception du site inscrit du site inscrit « Ensemble formé par la Camargue » et le site classé de l'Étang de Vaccarès.



Chapelle Saint-Laurent à Jonquières-Saint-Vincent



Abbaye de Montmajour



Principales composantes des protections du patrimoine

D/Directive Paysage

Depuis le 4 janvier 2007, les Alpilles bénéficient d'une « Directive de protection et de mise en valeur des paysages ». Celle-ci est intégrée à la Charte du Parc. En énonçant des prescriptions réglementaires et des recommandations, elle agit sur la préservation et la mise en valeur des « structures paysagères (haies brise-vent, réseau hydrographique, villages et patrimoine bâti, champs de vignes et d'oliviers, la colline, routes, alignements d'arbres remarquables, cônes de vue) » caractéristiques des Alpilles, tout en permettant les évolutions nécessaires.

La Directive, à travers ses orientations et principes fondamentaux de protection et de mise en valeur, a été retranscrite dans les documents d'urbanisme, afin de pérenniser certaines structures paysagères identifiées comme majeures au regard de l'identité des paysages des Alpilles. Ainsi, des zones ont été identifiées dans les PLU des communes concernées. Le règlement associé à ces zones interdit toute construction néanmoins « les ouvrages techniques nécessaires aux services publics ou d'intérêt collectif ne sont autorisés qu'à partir du moment où la preuve aura été faite qu'aucun autre emplacement n'est possible ».

E/Label Grand Site de France

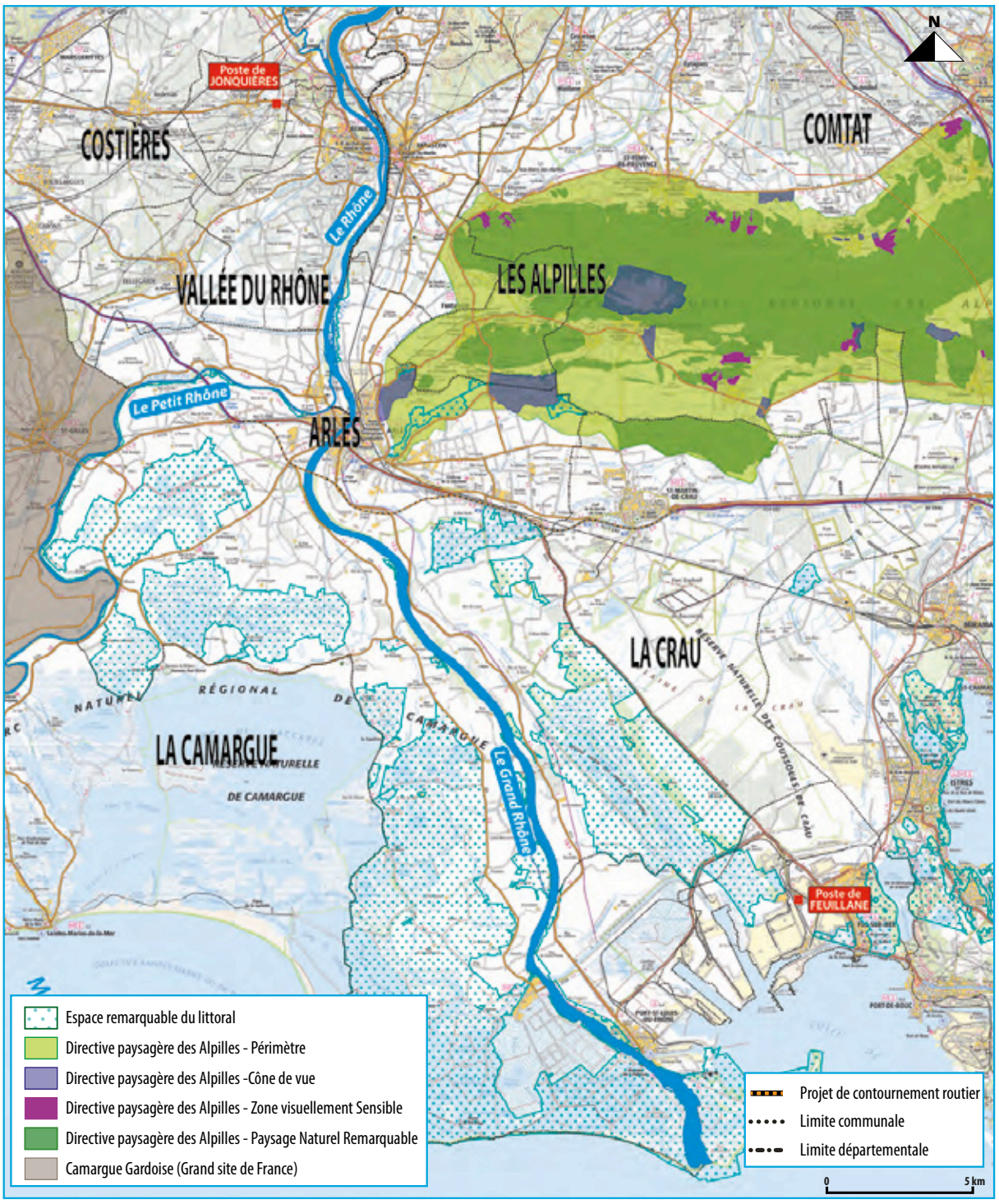
Depuis 2010, le label Grand Site de France, inscrit au Code de l'environnement, reconnaît la qualité de la préservation et de la gestion de sites classés de grande notoriété et de forte fréquentation. Il porte la garantie d'un accueil qui permettra aux visiteurs de découvrir l'identité d'un site vivant et aux paysages uniques et préservés. Depuis 2004, 21 labels ont été attribués ou renouvelés.
L'excellence de la gestion, de la préservation et de la mise en valeur du Grand Site a valu à la Camargue gardoise l'obtention du label Grand Site de France en 2014. Le Grand Site, d'une superficie de près de 40 000 ha, a la particularité de porter sur quatre sites classés : les marais de la Tour Carbonnière, l'étang de la Ville et de ses abords, le site classé du panorama découvert depuis la route littorale RD62 sur les Remparts d'Aigues Mortes et le site classé de l'Espiguette sur la commune du Grau-du-Roi.

F/Espaces naturels remarquables du littoral

Sont considérés comme des espaces remarquables et caractéristiques du littoral, les espaces et milieux notamment énumérés aux articles L.121-23 et R.121-4 du code de l'urbanisme qui constituent un site ou un paysage remarquable ou caractéristique du patrimoine naturel et culturel du littoral ou sont nécessaires au maintien des équilibres biologiques ou encore présentent un intérêt écologique. Dans les espaces remarquables et caractéristiques du littoral, c'est le principe d'interdiction de construire qui s'applique.
Par conséquent, les documents d'urbanisme des communes concernées (Saintes-Maries-de-la-Mer, Arles, Port-Saint-Louis-du-Rhône, Fos-sur-Mer, Port-de-Bouc, Martigues) ont classé les espaces remarquables et caractéristiques en zone A ou N. Leur règlement interdit toute construction ou installation, exception faite de celles limitativement autorisées au titre de l'article R.121-5 du code de l'urbanisme.

Il faut également noter que la loi du 10 mars 2023 dite « Énergies renouvelables » a introduit un régime d'autorisation délivrée par l'État ayant pour objet de déroger à la « loi Littoral », au profit des projets suivants :

- ouvrages du réseau public de transport d'électricité nécessaires au développement de l'éolien en mer et à la décarbonation des industries (articles 27 et 66 de la loi « Énergies renouvelables ») ;
- ouvrages nécessaires à la production d'énergie solaire photovoltaïque ou thermique sur des friches ou des bassins industriels de saumure saturée, en discontinuité de l'urbanisation (article 37 de la loi « Énergies renouvelables »).



Principales composantes du patrimoine et du paysage

G/Unités paysagères

Le territoire étudié offre des paysages contrastés qui peuvent se résumer de la façon qui suit :

Unités paysagères	Grandes caractéristiques	Dominante
La Camargue des marais	Absence de relief Grandes étendues de zones humides, d'étangs, de roselières et de prairies, qui forment l'image emblématique de la Camargue. Rare bâti.	Paysage ouvert à dominante naturelle
La Camargue cultivée/ Vallée du Rhône de Saint-Gilles à Beaucaire	Absence de relief Entièrement cultivée de vergers et maraîchages protégés par des haies coupe-vent ; l'eau est présente sous forme d'étroits canaux de drainage, les roubines. Elle est ponctuée d'un important bâti dispersé.	Paysage humanisé cloisonné, jardiné
La Costière	La Costière forme une marche qui domine la plaine de la Camargue au sud-est. Le plateau ondulé est couvert de vignes et de vergers protégés par les haies brise-vent. Sous l'influence de Nîmes et des grandes voies de communication, les villages viticoles se transforment progressivement en petites villes. Une charte paysagère et environnementale AOC Costières de Nîmes a été mise en place avec pour objectifs de préserver les ressources naturelles et la biodiversité, gérer l'identité rurale et agricole du territoire, valoriser l'activité agricole par le tourisme et la communication.	Paysage cloisonné ou de grande échelle de vision au gré des cultures. Perceptions larges depuis le rebord de plateau
La Zone industrialo-portuaire de Fos	Absence de relief Masses de béton et d'acier des usines disséminées qui émergent au milieu d'un espace vide.	Immensité du site et absence de repère : difficulté d'appréciation de la taille des constructions et des distances
La Crau des marais	Absence de relief Marais de Vigueirat principalement : mosaïque de milieux humides méditerranéens allant des plus salés (sansouïres) aux plus doux (roselières).	Paysage ouvert à dominante naturelle
La Crau sèche	Absence de relief Plaine de galets semi-désertique abritant une végétation adaptée aux rigueurs climatiques (cossouls) Pastoralisme.	Paysage agro-pastoral ouvert
La Crau verte	Absence de relief Plaine irriguée entièrement dédiée aux cultures (maraîchages, vergers) ponctuée d'un important bâti dispersé	Paysage humanisé cloisonné, jardiné
Les Alpilles	Ensemble calcaire qui, bien que d'altitude modeste, s'exprime dans ses formes de relief aiguisées : falaises, abrupts, crêtes et éperons. Imbrication de zones cultivées avec forêts et garrigues. Petits villages de caractères	Mosaïque de paysages Véritable Île dans la plaine, les Alpilles constituent une toile de fond permanente

Unités paysagères	Grandes caractéristiques	Dominante
La Vallée du Rhône	Plaine agraire riche, structuré par un réseau de haies et de canaux d'irrigation. Les horizons bâtis des villes de Tarascon et d'Arles se découpent dans le lointain. Le fleuve n'est pas une limite paysagère et l'unité de paysage s'étend sur ses deux rives jusqu'au pied des reliefs. Peu de bâtis épars	Paysage agraire cloisonné, jardiné
La plaine du Comtat	Plaine agricole séquencée par la trame régulière et systématique des haies de cyprès qui protègent maraîchages et vergers.	Paysage humanisé cloisonné, jardiné

H/Éléments déterminants du patrimoine et du paysage pour la définition de l'aire d'étude terrestre

Le territoire d'étude comprend de multiples sites inscrits et classés, monuments historiques et sites patrimoniaux remarquables et concerne des unités paysagères très contrastées, dont certaines emblématiques.
Cette richesse ne permet pas au niveau de la présente phase de définition de l'aire d'étude de les exclure, seuls les plus grands ensembles seront dans la mesure du possible écartés.
C'est lors de la phase suivante de détermination des fuseaux pour la ligne aérienne à 400 000 volts à créer, que ces différentes composantes seront prises en compte de façon plus précise. Une analyse fine de leur sensibilité vis-à-vis du projet sera réalisée afin de pouvoir intercomparer les fuseaux.

2.3. L'aire d'étude proposée pour le projet

L'aire d'étude associée au projet est présentée dans le présent document et sera proposée à la discussion lors de la réunion plénière de concertation.

Rappel : Une aire d'étude correspond au territoire sur lequel seront recherchées les possibilités d'implantation des ouvrages projetés au regard de leurs caractéristiques et des enjeux environnementaux, ainsi que de la configuration du territoire. Cette aire d'étude ne préjuge pas du périmètre sur lequel seront évalués les effets du projet sur l'environnement. Certaines composantes, dont le paysage, peuvent en effet faire l'objet d'une analyse sur une zone plus large.
L'aire d'étude doit constituer un compromis entre un territoire suffisamment vaste pour n'écarter aucune solution valable sur le plan environnemental, et néanmoins restreint pour que ces solutions demeurent logiques et acceptables techniquement et économiquement.

2.3.1. Détermination de l'aire d'étude proposée

La synthèse des différents éléments détaillés précédemment reprend les composantes essentielles et intègre la notion de regroupement avec des ouvrages existants qui doit être privilégié dans la mesure du possible conformément au courrier du 31 janvier 2022 adressé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat à RTE.

L'aire d'étude proposée pour le projet de création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre FOS-SUR-MER et JONQUIÈRES est détaillée ci-après :

- **Au sud**, la limite de l'aire d'étude est constituée par le littoral afin d'intégrer la totalité de la Zone industrialo-portuaire de Fos et de Port-Saint-Louis-du-Rhône ainsi que le poste électrique existant de FEUILLANE.

- **À l'est**, la limite de l'aire d'étude s'appuie sur la RN568 afin d'éviter le cœur de Fos-sur-Mer puis la Crau sèche et la Réserve Naturelle Nationale des Coussouls de Crau sur laquelle se superposent les servitudes aéronautiques inhérentes à l'aérodrome militaire d'Istres limitant les hauteurs des constructions à quelques mètres seulement.
  L'aire d'étude s'élargit ensuite jusqu'aux zones d'activités de Saint-Martin-de-Crau puis se cale contre les contreforts des Alpilles qui constituent une véritable barrière du fait de son relief marqué et qui recèle un patrimoine et des paysages protégés à divers titres (PNR des Alpilles et sa charte paysagère, site inscrit, monuments historiques, etc.).
  L'aire d'étude englobe la plaine du Viguierat entre les Alpilles et Tarascon, vaste espace plan cultivé.

- **Au nord**, la limite s'appuie sur un couloir de lignes à 225 000 volts qui passe au nord de Tarascon et Beaucaire, puis elle intègre le poste le poste électrique existant de JONQUIÈRES sur lequel la ligne à construire doit se raccorder.

- **À l'ouest**, afin de pouvoir envisager des regroupements d'ouvrages, la limite de l'aire d'étude passe en parallèle d'un couloir de lignes à 63 000 volts existantes reliant le poste de JONQUIÈRES au niveau du plateau des Costières puis redescend dans la plaine en restant calé sur une ligne existante à 63 000 volts. L'aire d'étude évite l'agglomération de Bellegarde et s'appuie sur le Canal Philippe Lamour et le Petit Rhône afin de rester à distance de Saint-Gilles.
  L'aire d'étude évite ensuite les marais (Mas de Julian, Grand Mar, marais cernant la Tour du Valat) et la réserve naturelle de la Camargue ; elle reste également à l'écart du site classé et des principaux Espaces Naturels du Littoral associés en s'appuyant sur des voies communales, puis sur la RD36 et enfin sur le Grand Rhône jusqu'à Port-Saint-Louis-du-Rhône.



Détermination des limites de l'aire d'étude

2.3.2. Caractéristiques de l'aire d'étude proposée

L'aire d'étude proposée s'étend sur 615 km², soit approximativement 48 km de long sur 14 km de large.

Elle concerne 10 communes dont :

5 communes du département des Bouches-du-Rhône (région Provence-Alpes-Côte d'Azur) :

Communes	EPCI
Arles, Saint-Martin-de-Crau, Tarascon	Communauté d'Agglomération d'Arles-Crau-Camargue-Montagnette
Fos-sur-Mer, Port-Saint-Louis-du-Rhône	Métropole d'Aix-Marseille-Provence

5 communes du département du Gard (région Occitanie) :

Communes	EPCI
Beaucaire, Bellegarde, Fourques, Jonquières-Saint-Vincent, Vallabrègues	Communauté de Communes Beaucaire Terre d'Argence

Après validation de l'aire d'étude associée au projet de création d'une ligne aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre FOS et JONQUIÈRES, une analyse multicritère précise sera menée à l'intérieur de cette aire d'étude de façon à déterminer des fuseaux de passages possibles, puis identifier le fuseau de moindre impact.

Cette analyse sera détaillée et présentée dans le cadre d'un nouveau dossier lors d'une prochaine réunion de concertation « Fontaine ».



Aire d'étude proposée

Partie 3

De la concertation à la réalisation du projet

L'élaboration du projet, les phases d'études, d'instructions administratives et de travaux, se font en concertation avec les collectivités locales et les services de l'État, auxquels pourront être associés d'autres partenaires.

3.1. Les procédures liées à la construction des ouvrages électriques

Tout projet d'ouvrage du Réseau Public de Transport d'électricité doit faire l'objet d'une justification technico-économique et d'une concertation, visant à informer le public et à favoriser une bonne intégration de l'ouvrage à construire et à préparer les étapes réglementaires de son autorisation.

3.1.1. Justification technico-économique des projets d'ouvrages électriques

Pour chaque nouveau projet d'ouvrage, RTE élabore une note de justification technico-économique (JTE) qui présente le besoin, les différentes stratégies pour y répondre et les avantages et inconvénients de chacune d'entre elles, et enfin la solution privilégiée et son échéance d'apparition. Cette JTE développe les motifs qui conduisent à envisager une création d'ouvrages et les avantages et inconvénients de chaque stratégie étudiée, puis présente la solution qu'il souhaite privilégier ainsi que les raisons de son choix.

Pour les projets de lignes de tension supérieure ou égale à 225 000 volts, ce document est transmis à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), du ministère chargé de la transition écologique et solidaire.
La pertinence de cette justification est soumise à l'appréciation de l'État. Si elle est jugée recevable, RTE prépare les dossiers nécessaires à la concertation et le transmet à l'autorité compétente.

RTE a présenté une Justification technico-économique au projet au Ministère de la Transition Énergétique qui l'a jugée recevable le **17 octobre 2023**, validant ainsi son opportunité et son optimisation globale.

3.1.2. Concertation

A/Concertation préalable du public

Ce projet de création d'une ligne à 400 000 volts de plus de 10 km relève au titre du droit commun, d'une concertation préalable du public sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) au regard des articles L.121-1 et suivants et R. 121-2 et suivants du Code de l'environnement. La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ouvre la possibilité, dans son alinéa II de l'article 27, que cette concertation préalable soit menée sous l'égide du Préfet.
En permettant de coordonner la concertation préalable du public et la concertation « Fontaine », cette procédure devrait permettre d'assurer une mise en conduite à horizon 2028 pour répondre aux échéances de raccordements des installations des clients.

B/Concertation dite « Fontaine »

La création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 000 volts entre dans le champ de la circulaire du 9 septembre 2002 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité (dite « circulaire Fontaine »), qui prévoit l'organisation d'une concertation préalable sous l'égide des préfets des Bouches du Rhône et du Gard, et qui a pour objectifs :

- de valider une aire d'étude, un fuseau de moindre impact où seront recherchées les solutions d'implantation des ouvrages à construire ;
- de définir avec les acteurs du territoire, les caractéristiques du projet ainsi que les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement du projet ;
- d'apporter une information de qualité aux populations concernées par le projet.

Ce projet se situant sur 2 départements (Bouches-du-Rhône et Gard) et 2 régions (Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie), le Préfet coordonnateur des Bouches-du-Rhône a été désigné par courrier du ministère de la transition énergétique du 17 octobre 2023.

Cette concertation donne lieu à une consultation des services de l'État, des élus et des associations qui porte sur :
- les raisons du projet ;
- la délimitation de l'aire d'étude ;
- le recensement des différentes sensibilités environnementales de cette aire d'étude ;
- la présentation et la validation du fuseau de moindre impact.

Dans le cadre du présent dossier et en application de la circulaire Fontaine, la concertation porte sur la construction de la ligne à 400 000 volts entre les postes de FEUILLANE et de JONQUIÈRES.

3.1.3. Évaluation environnementale

L'évaluation environnementale concerne les projets ayant un impact notable sur l'environnement. Il s'agit d'un processus constitué successivement de :
- La rédaction de l'étude d'impact qui a pour but d'étudier les incidences du projet sur l'environnement et la santé ;
- La consultation de l'autorité environnementale, des services de l'État et des collectivités territoriales concernées et de leurs groupements ;
- La participation du public via l'enquête publique ;
- L'examen, par l'autorité compétente pour autoriser le projet, de l'étude d'impact et des informations issues des consultations/participation.

Lorsqu'un projet est soumis à évaluation environnementale, l'étude d'impact est jointe au dossier dès la première demande d'autorisation et donne lieu à enquête publique. L'étude d'impact est élaborée sur un tracé de principe une fois que le fuseau/emplacement de moindre impact a été validé.
L'étude d'impact est soumise à l'autorité environnementale pour avis. Cet avis doit être joint au dossier d'enquête publique.
Les mesures d'Évitement, de Réduction et de Compensation proposées dans l'étude d'impact seront prescrites par l'autorité compétente dans la décision administrative ainsi délivrée.
L'alinéa III de l'article 27 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ouvre la possibilité d'être dispensé, à titre exceptionnel, d'évaluation environnementale pour les projets de raccordement localisés sur des sites dont la liste sera fixée par un décret à venir. Cette dispense est accordée par le ministre chargé de l'environnement.

Un dossier est mis à la disposition du public qui comprend :
- Le projet de décision de dispense du ministre ;
- Un dossier établi par le porteur de projet présentant une analyse des incidences notables de ces projets sur l'environnement et la santé humaine assortie, le cas échéant, des mesures de compensation qu'il prévoit ;
- Les raisons pour lesquelles l'application de la procédure d'évaluation environnementale porterait atteinte à la finalité poursuivie par ces projets.

Avant la délivrance de la décision de dispense, le ministre chargé de l'environnement informe la Commission européenne du projet de décision et lui communique les informations mises à la disposition du public.

3.1.4. Déclaration d'utilité publique

La déclaration d'utilité publique (DUP), délivrée par l'administration, prononce le caractère d'intérêt général d'un projet d'ouvrage électrique. Elle permet, si besoin, la mise en œuvre des procédures de mise en servitude légale, dès lors que les démarches de conventionnement amiable ne peuvent aboutir avec les propriétaires concernés.
L'instruction d'une demande de DUP prévoit qu'une consultation des maires et services de l'État soit organisée, puis une consultation du public ou une enquête publique.
Dans le cas où les documents d'urbanisme ne seraient pas compatibles avec le projet, une procédure de mise en compatibilité, prévue par le code de l'urbanisme et menée avec l'État, doit être engagée. Dans ce cas, l'enquête publique porte à la fois sur la DUP du projet et sur la mise en compatibilité des

documents d'urbanisme.
Considérant un projet de lignes électriques d'une tension supérieure à 225 000 volts, la demande de DUP pour les liaisons électriques sera adressée par RTE au ministre chargé de l'énergie, qui transmet, pour instruction, le dossier au préfet coordonnateur. La signature d'un tel arrêté de DUP pour des lignes électriques est ensuite du ressort du ministre.

3.1.5. Approbation du projet d'ouvrage (APO) et consultation des maires et gestionnaires de domaines publics

La création de lignes aériennes à 400 000 volts est soumise à approbation du projet d'ouvrage au titre de l'article 323-11 du code de l'énergie. RTE élabore le projet de détails du projet.

L'engagement des travaux par RTE requiert la validation de l'APO visant à vérifier la conformité des ouvrages au regard de la réglementation technique fixée par arrêté (arrêté ministériel du 17 mai 2001 modifié fixant les conditions techniques d'établissement des réseaux électriques).

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ouvre la possibilité, dans son alinéa IV de l'article 27, d'être dispensé de cette demande d'APO.

La conformité technique de la ligne aérienne sera alors vérifiée lors de l'instruction de la Déclaration d'Utilité Publique et tiendra ainsi lieu d'Approbation du Projet d'Ouvrage.

3.1.6. Plan de Contrôle et de Surveillance (PCS)

Les articles R.323-43 et suivants du code de l'environnement prévoient un dispositif de surveillance et d'information du public relatif aux ondes électromagnétiques.
Le mécanisme de surveillance est assuré, pour les lignes électriques du réseau public de transport d'électricité, avec un Plan de Contrôle et de Surveillance des champs électromagnétiques émis par l'ouvrage.
La méthodologie pour l'établissement du plan de contrôle et de surveillance est prévue par l'arrêté du 23 avril 2012. Le PCS indique les caractéristiques principales de l'ouvrage ainsi que les endroits où des mesures de champ électromagnétique sont effectuées.
Une fois le PCS défini, les mesures sont réalisées dans l'année suivant la mise en service (ouvrage neuf ou modifié) ou avant le 31 décembre 2017 pour les lignes existantes par un organisme indépendant accrédité par le Comité français d'accréditation, selon la norme UTE C99-132. Elles sont ensuite corrigées afin de refléter les situations les plus pénalisantes en régime normal d'exploitation.
La valeur limite du champ magnétique 50Hz ne devant pas être dépassée est fixée par l'article 12bis de l'arrêté technique du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.
Par ailleurs, RTE surveillera, tous les dix ans, à l'aide de la dernière version à jour de la base de données CORINE Land Cover, l'évolution de l'environnement sous la ligne. Dans le cas où cette évolution amènerait à augmenter l'exposition des personnes au champ magnétique 50 Hz émis par la ligne, le PCS serait amendé de sorte à prendre cela en compte. En tant que de besoin, de nouvelles mesures pourraient être réalisées.
Les lignes électriques faisant l'objet d'une surveillance des ondes électriques sont :

- Tous les ouvrages dont la tension d'exploitation est de 400 000 volts.
- Les ouvrages 225 000, 150 000, 90 000 et 63 000 volts dont l'intensité en régime de service permanent, est supérieure à 400 A.

3.1.7. Autres autorisations

Selon les enjeux recensés dans la zone d'étude et de l'emprise, le projet pourrait être concerné par une autorisation au titre de la Loi sur l'eau (nomenclature IOTA). Les études de détail permettront de déterminer si les travaux relèvent du régime de l'autorisation.
Le projet pourrait par ailleurs donner lieu à :

- Autorisation de défrichement ;
- Dérogation aux interdictions édictées pour la conservation des sites d'intérêt géologiques, d'habitats naturels, d'espèces animales non domestiques ou végétales non cultivées et de leurs

habitats.
Les études de détails et les inventaires faune, flore, habitat permettront de déterminer précisément les autorisations administratives requises.
Enfin, la ligne aérienne sera installée en partie en domaine portuaire, une convention d'occupation du domaine du Grand port maritime de Marseille (GPMM) sera conclue.

3.1.8. Servitudes et indemnisations pour les lignes électriques

Lorsque le tracé de détail de la ligne est connu, il est proposé aux propriétaires concernés de signer avec RTE une convention amiable instituant une servitude de passage sur les terrains traversés par l'ouvrage.
Ce n'est qu'en cas de désaccord du propriétaire ou d'impossibilité d'identifier ou de contacter les propriétaires concernés que la procédure administrative de mise en servitudes légales est engagée. Chaque propriétaire concerné par le projet d'ouvrage est informé individuellement de l'ouverture d'une enquête de type parcellaire de huit jours, organisée sous le contrôle du préfet. À la suite de cette enquête de servitudes, le préfet institue par arrêté les servitudes légales.
L'implantation de lignes électriques sur des terrains privés n'entraîne aucun transfert de propriété au profit de RTE. On distingue deux catégories de dommages susceptibles de réparation :
- les dommages dits permanents qui résultent de la présence de la ligne sur une propriété comme, par exemple, la perte de surface utilisable pour les récoltes ;
- les dommages dits instantanés, c'est-à-dire les dégâts de chantier, tels que des ornières.

Il est proposé à chaque propriétaire ainsi qu'aux éventuels exploitants, une indemnisation des dommages, en s'appuyant dans le cas d'une ligne électrique sur un terrain agricole, sur des barèmes déterminés et actualisés chaque année selon les accords passés entre les organisations professionnelles agricoles et RTE.
Le contrat de service public prévoit l'indemnisation du préjudice visuel causé aux propriétaires d'habitations, principales ou secondaires, situées à proximité de lignes aériennes ou de postes nouveaux de tension égale ou supérieure à 225 000 volts et construites ou achetées avant l'arrêté d'ouverture de l'enquête publique préalable aux travaux ou à la DUP de l'ouvrage.
Une commission indépendante d'évaluation amiable du préjudice visuel, créée par arrêté préfectoral, a alors pour mission d'apprécier le préjudice subi ainsi que l'indemnité correspondante.

Cette commission est composée d'experts indépendants :
- un magistrat du Tribunal Administratif qui la préside,
- un fonctionnaire représentant le directeur des Services Fiscaux,
- un notaire désigné par la Chambre Départementale,
- un expert choisi par la Confédération des Experts Fonciers.

Elle transmet son avis à RTE qui soumet ensuite au propriétaire une proposition d'indemnisation.

3.1.9. Retombées locales liées aux lignes électriques

Les revenus communaux et intercommunaux issus de la présence d'ouvrages électriques sur le territoire proviennent d'une taxe spécifique, dite « taxe sur les pylônes », destinée à ce qu'une ligne électrique aérienne bénéficie aux populations des territoires concernés et versée aux communes traversées par l'ouvrage. Elle concerne les lignes dont la tension est au moins égale à 200 000 volts. Pour 2023, le montant de cette taxe était fixé, par pylône et par an, à 5 592 euros pour les lignes à 400 000 volts. Ce montant est révisé annuellement.

Par ailleurs, dans le cadre du Contrat de Service Public entre l'État et RTE signé le 29 mars 2022, les projets de lignes électriques aériennes du réseau public de transport donnent lieu à un plan d'accompagnement de projet (PAP) dont l'objectif est de contribuer au développement économique durable des territoires traversés.

Ce PAP, financé par RTE et piloté par un comité sous l'égide du préfet, permet ainsi la mise en œuvre d'actions au service de l'intérêt général et du développement économique local durable.
RTE finance ce PAP à hauteur de 10 % du coût de construction dans le cas d'une nouvelle ligne aérienne à 400 000 volts. Le montant du PAP est fixé de façon définitive à la DUP.

3.2. Les acteurs de la concertation

La liste suivante est donnée à titre indicatif et n'est pas exhaustive. Ce sont les préfets des départements concernés qui en détermineront la complétude.

3.3.1. Autorités et services déconcentrés de l'État

- Les Préfectures des Bouches-du-Rhône et du Gard,
- Les Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie,
- Les Directions départementales des territoires et de la Mer (DDTM) des Bouches-du-Rhône et du Gard,
- Les Unités départementales de l'architecture et du patrimoine (UDAP) des Bouches-du-Rhône et du Gard,
- Les Directions régionales des affaires culturelles (DRAC) Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie,
- Les Agences régionales pour la santé (ARS) Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie,
- Les Services départementaux d'incendie et de secours (SDIS) des Bouches-du-Rhône et du Gard,
- La Direction générale de l'aviation civile (DGAC),
- La Base aérienne 125 d'Istres,
- La Base de sécurité civile de Nîmes Garons (base Canadairs).

3.3.2. Collectivités locales, élus, organismes et établissements publics concernés

- Les Conseils régionaux Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie,
- Les Conseils départementaux des Bouches-du-Rhône et du Gard,
- Les députés et sénateurs concernés,
- La Métropole d'Aix-Marseille-Provence,
- Le Grand port maritime de Marseille (GPMM),
- Les Communautés d'Agglomération et les Communautés de communes de l'aire d'étude,
- Les communes de l'aire d'étude,
- Le Pôle d'équilibre territoire et rural du pays d'Arles
- Les Parcs naturels régionaux de Camargue et des Alpilles,
- Les gestionnaires des réserves naturelles,
- L'Office Français de la Biodiversité,
- Le Conservatoire du littoral.

3.3.3. Partenaires socio-économiques

- Les organismes consulaires (Chambre d'agriculture, CCI),
- Les associations agréées de protection de l'environnement,
- Les fédérations et syndicats professionnels,
- Les gestionnaires des services publics et les concessionnaires.

3.3. Les grandes étapes du projet

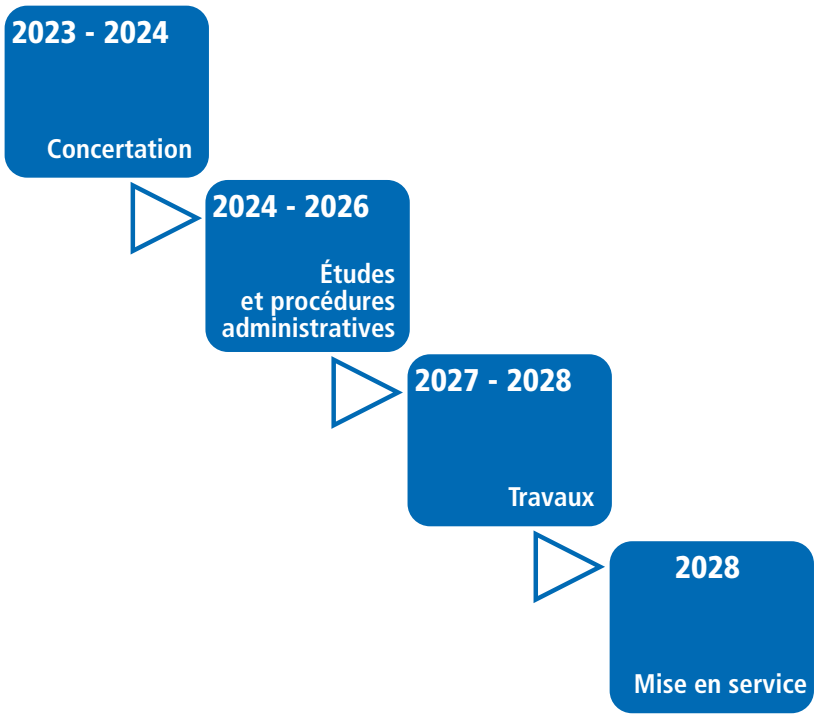
La mise en service de la ligne à 400 000 volts entre les postes de FEUILLANE et JONQUIÈRES est prévue à l'horizon 2028.

La phase de concertation en cours se conclura mi-2024 par une réunion plénière de concertation, lors de laquelle la proposition de fuseau de moindre impact sera soumise à validation. Ce dernier sera entériné par le Ministre en charge de l'énergie.

La Déclarations d'Utilité Publique (DUP) sera instruite par le Ministre en charge de l'énergie.
La mise au point du projet comprendra ensuite, notamment les études techniques et environnementales détaillées (études topographique, géotechnique, hydraulique, faune et flore, paysagère…) en lien avec les acteurs du territoire pour optimiser l'implantation des ouvrages en coordination avec les autres aménagements.
Une fois ces études achevées, RTE sollicitera des autorisations de détail (Approbation de projet d'ouvrage) en vue de vérifier la bonne prise en compte des règles édictées dans l'arrêté technique de 2001.

À l'issue des autorisations administratives, les travaux pourront être engagés pour une mise en service à partir de 2028.

Les principales phases du projet sont présentées dans le schéma ci-après.



RTE Réseau de transport d'électricité
Centre développement & ingénierie Marseille
46 rue Elsa Triolet - CS20022
13417 MARSEILLE Cedex 8
www.rte-france.com

JUSTIFICATION TECHNICO-ÉCONOMIQUE

Décarbonation et attractivité de la zone industrielle de Fos-sur-Mer par la création d'une ligne électrique aérienne à deux circuits 400 kV entre les postes de Feuillane et de Jonquières

Départements :Bouches du Rhône et Gard

Régions : Provence Alpes Côte d'Azur et Occitanie

RTE – Centre développement et Ingénierie de Marseille

46 avenue Elsa Triolet

13008 Marseille

RESUME

La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer est une des plus importantes d'Europe. Véritable moteur de l'industrie régionale, cet espace concentre plusieurs grands sites sidérurgiques et pétrochimiques, trois raffineries et deux terminaux méthaniers et génère d'importantes émissions de CO2. Dans le cadre de la transition énergétique, les projets de décarbonation des process industriels ou de production d'hydrogène se multiplient sur la zone. Ces projets requièrent une forte puissance électrique. Ainsi, RTE a reçu une vingtaine de demandes de raccordement pour une puissance cumulée de plus de 6000 MW sur cette zone, démontrant le dynamisme de cette mutation industrielle, qu'il convient d'accompagner par un développement du réseau electrique.

Cette augmentation de puissance génère de contraintes insoutenables sur le réseau électrique, tant sur le réseau 225 kV alimentant directement la zone de Fos-sur-Mer que sur le réseau 400 kV alimentant l'ensemble de la région Provence – Alpes – Côte d'Azur. Elles sont renforcées par la croissance de la consommation régionale, portée notamment par le développement des data centers dans les Bouches-du-Rhône et l'électrification des usages principalement dans les domaines du bâtiment et du transport.

Afin de répondre aux besoins de décarbonation des industriels, RTE propose la création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 kV d'environ 65 km de forte capacité, entre le poste électrique de Feuillane (commune de Fos-sur-Mer, département des Bouches du Rhône) et le poste électrique de Jonquières (commune de Jonquières Saint Vincent, département du Gard). Pour respecter les ambitions françaises et européennes en matière de décarbonation, ce projet doit être réalisé rapidement, et nécessite, à ce titre, la mise en œuvre de certaines dispositions prévues par la loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Enfin, la solution proposée permet également d'accompagner la croissance de la consommation régionale, tout en renforçant fortement sa sécurité d'alimentation, notamment face aux risques induits par le changement climatique, comme les feux de forêt ou les fortes chaleurs.



Figure 1: localisation du projet

La zone d'étude du projet (cf. carte ci-dessus) est située sur le territoire de deux départements (le Gard et les Bouches-du-Rhône) et de deux régions administratives (l'Occitanie et la Provence-Alpes-Côte d'Azur).

SOMMAIRE

1. CONTEXTE 5

1.1. Vers la neutralité carbone 5

1.2. Les *Futurs énergétiques 2050* 5

1.3. La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer 6

2. SITUATION ACTUELLE DU RESEAU ELECTRIQUE 9

3. HYPOTHESES DE CONSOMMATION ET DE PRODUCTION 13

3.1. Les hypothèses de production 13
3.1.1. Production actuelle 13
3.1.2. Production future 14
3.1.3. Hypothèses retenues 15

3.2. Les hypothèses de consommation d'électricité 15
3.2.1. Consommation actuelle 15
3.2.2. Hypothèses de consommation future 16
3.2.3. Hypothèses retenues 19

3.3. Les interconnexions 19

4. DESCRIPTION DES CONTRAINTES ET OPPORTUNITES 20

4.1. Contraintes de transit 20
4.1.1. Situation actuelle 21
4.1.2. Situations futures 22

4.2. Contraintes de tension 24
4.2.1. Situation actuelle 24
4.2.2. Situations futures 24

4.3. Contraintes d'intensité de court-circuit 24

4.4. Contraintes de qualité de l'électricité 24
4.4.1. Situation actuelle 24
4.4.2. Situations futures 24

4.5. Présentation des contraintes de patrimoine 25

4.6. Contraintes de stabilité 25

4.7. Synthèse des contraintes 25

5. DESCRIPTION DES STRATEGIES ENVISAGEES 26

5.1. Les stratégies écartées 26

5.1.1. Remplacement de la ligne double circuit à 400 kV Tavel – Réaltor – Ponteau - Feuillane par une ligne quadruple circuit 27
5.1.2. Création de liaisons souterraines à 525 kV en courant continu 28
5.1.3. Création de liaisons « sous-fluviales » à 525 kV courant continu dans le Rhône 29
5.1.4. Création de liaisons sous-marines à 525 kV en courant continu entre Fos-sur-Mer et la région Occitanie 29
5.1.5. Création d'une liaison souterraine à 400 kV en courant alternatif 31
5.1.6. Création d'une liaison aérienne simple terne en courant alternatif 32

5.2. Solution envisagée : création d'une file aérienne à 2 circuits 400 kV entre Feuillane, Roquerousse et Tavel 33

5.3. Solution proposée : création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières 35
5.3.1. Principe 35
5.3.2. Consistance technique 35
5.3.3. Impact sur le réseau 36
5.3.4. Robustesse 36
5.3.5. Coût et rentabilité 37

5.4. Conclusion 38

6. ELEMENTS D'APPRECIATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL 40

6.1. Une zone à dominante agricole, assez peu urbanisée 40

6.2. Une grande richesse environnementale 42

6.3. Une activité touristique importante 45

7. PROCEDURES ADMINISTRATIVES 46

7.1. Concertation préalable du public 46

7.2. Concertation « Fontaine » 46

7.3. Conventionnement 46

7.4. Evaluation environnementale 47

7.5. Déclaration d'utilité publique 47

7.6. L'approbation du projet d'ouvrage (APO) et consultation des maires et gestionnaires de domaines publics 48

7.7. Plan de Contrôle et de Surveillance (PCS) 48

7.8. Autres autorisations 49

8. PLANNING PREVISIONNEL DU PROJET 50

1. CONTEXTE

1.1. Vers la neutralité carbone

Afin de contribuer à l'engagement pour limiter le réchauffement de la planète, la France a pour objectif d'être neutre en carbone d'ici 2050.

L'ambition de neutralité carbone en 2050 signifie que les émissions nationales de gaz à effet de serre ne devront alors pas dépasser les quantités de gaz à effet de serre absorbées sur le territoire français par les écosystèmes (forêts, prairies, sols agricoles…) et certains procédés industriels (capture et stockage ou réutilisation du carbone).

Les engagements climatiques de la France, et plus généralement de l'Union européenne, ne se réduisent pas à une cible 2050. Ils impliquent qu'une partie de l'effort soit réalisée lors de la décennie 2020-2030, ce qui se traduit à date par un engagement inscrit dans la Stratégie Nationale Bas Carbone de réduire, d'ici 2030, les émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à leur niveau de 1990. Une volonté politique d'accélérer cette réduction avec un nouvel objectif de 55% de diminution par rapport aux émissions de 1990 est en cours de légiférération.

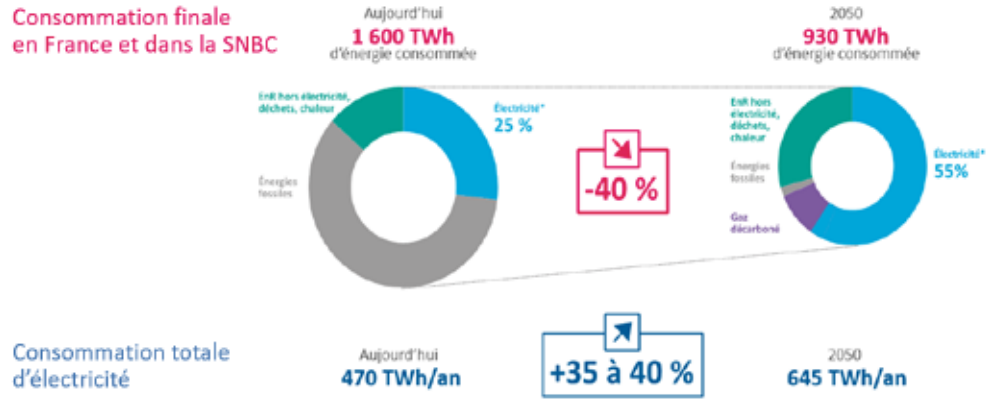
En France, environ 60 % de l'énergie utilisée est d'origine fossile : il s'agit principalement des produits pétroliers (de l'ordre de 40 %), du gaz naturel (de l'ordre de 20 %) et du charbon (moins de 1 %).

1.2. Les *Futurs énergétiques 2050*

Les *Futurs énergétiques 2050* élaborés par RTE en 2022 s'inscrivent dans le cadre de la stratégie énergie-climat décidée par la France pour atteindre la neutralité carbone. Ils reprennent ainsi les orientations définies dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) adoptée en 2020.

La SNBC est en premier lieu fondée sur une perspective de forte diminution de la consommation énergétique totale, qui s'établirait pour la France à environ 930 TWh en 2050, contre près de 1600 TWh aujourd'hui.

La seconde caractéristique de la SNBC est de prévoir une évolution structurelle du bouquet énergétique en faveur des énergies bas-carbone, notamment l'électricité (55 % de la consommation d'énergie finale en 2050, contre 27 % aujourd'hui) et la biomasse (24 % en 2050, contre 11 % aujourd'hui), en misant très largement sur les énergies renouvelables.



**Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène).*

Figure 2: la décarbonation passe par l'électrification des usages

Pour ce qui concerne la consommation d'électricité, Futurs énergétiques 2050 identifiait trois secteurs orientés très fortement à la hausse du fait des nouveaux usages électriques : les transports (+85 TWh sur la période), **l'industrie (+65 TWh) et la production d'hydrogène (+50 TWh)**.

1.3. La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer (ZIP) est une des plus importantes zones industrialo-portuaires d'Europe. Véritable moteur de l'industrie régionale, cet espace concentre plusieurs grands sites sidérurgiques et pétrochimiques, trois raffineries et deux terminaux méthaniers et génère d'importantes émissions de CO2

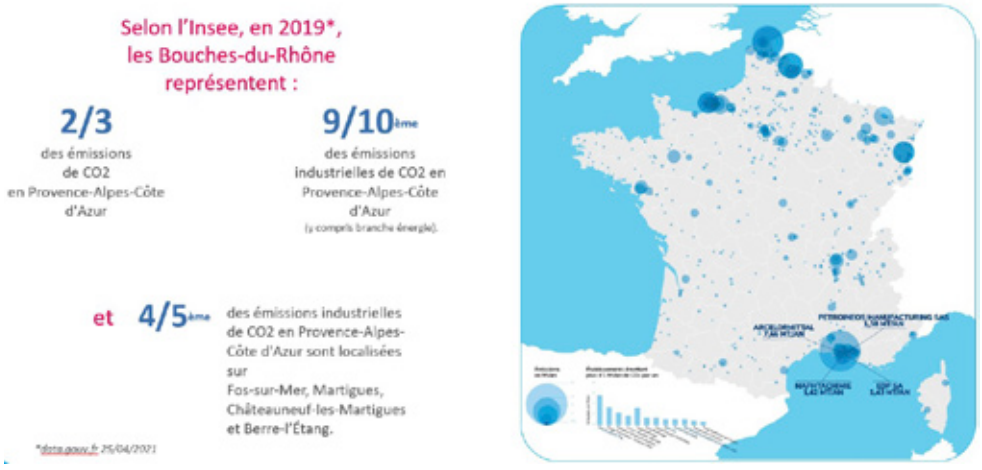


Figure 3: émissions de gaz à effet de serre de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

La décarbonation de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer se traduit par des besoins de puissances électriques extrêmement importantes et dans des délais très courts.

Avec plus de 6000 MW de demandes de raccordement au réseau de transport d'électricité, les puissances électriques nouvelles dans la zone industrielle de Fos-sur-Mer à horizon 2030 sont quasiment équivalentes à la puissance de pointe actuelle de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Ces projets de remplacement des énergies fossiles (fioul, charbon, etc.) par l'énergie électrique concernent :

- **des projets de décarbonation directe des process industriels**. RTE estime le besoin de puissance supplémentaire entre 1000 et 1500 MW ;
- **des projets de production d'hydrogène** : utilisation pour produire des e-carburants, substitution à de l'hydrogène gris, réduction directe du minerai de fer, usages thermiques,… RTE a d'ores et déjà reçu pour plus de 5000 MW cumulés de demande de raccordement pour des électrolyseurs.

De plus, un projet de réindustrialisation, attiré par l'écosystème industriel et les facilités logistiques déjà présents sur cette zone, a également demandé un raccordement.



Figure 4: demandes de raccordement dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

Enfin, le développement de l'éolien offshore sur la façade méditérranéenne pourrait faire émerger une filière industrielle qui pourrait être localisée dans cette zone.

Au-delà de la zone de Fos-sur-Mer, le système électrique de la région Provence – Alpes – Côte d'Azur doit pouvoir faire face aux autres évolutions de la consommation d'électricité, comme le fort développement des datacenters sur la zone Aix-Marseille, le raccordement des navires à quai dans les grands ports régionaux et des transferts d'usage vers l'electricité dans le cadre de la transition énergétique (développement des pompes à chaleur, des véhicules électriques, etc.).

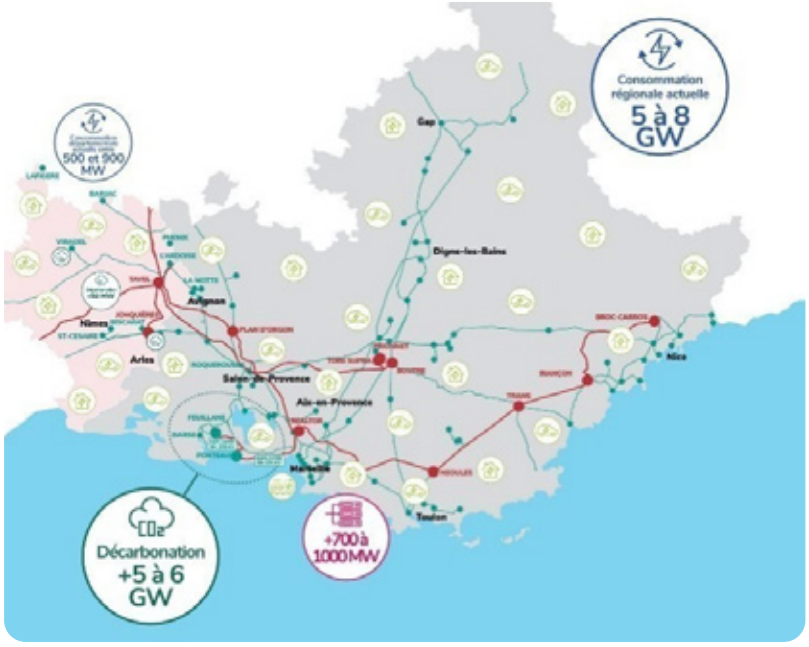


Figure 5: Consommation du Gard et de Provence - Alpes - Côte d'Azur et son évolution attendue

La croissance importante des besoins électriques des industriels de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer principalement en lien avec la décarbonation, mais aussi la réindustrialisation, implique de repenser l'alimentation électrique de ce territoire, et plus généralement de la région Provence – Alpes – Côte d'Azur.

Afin de répondre à ces nombreux enjeux, RTE propose de créer un nouvel axe 400 kV de forte capacité entre les sites existants de Jonquières (sur la commune de Jonquières-Saint Vincent, Gard) et Feuillane (sur la commune de Fos-sur-Mer, Bouches-du-Rhône)

La présente JTE porte sur la création de cette ligne aérienne double circuit à 400 kV.

2. SITUATION ACTUELLE DU RESEAU ELECTRIQUE

La région Provence Alpes Côte d'Azur ne produit que 40 % de l'électricité qu'elle consomme. L'énergie électrique consommée en Provence-Alpes-Côte d'Azur est donc essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport, notamment depuis les centrales de production situées dans la Vallée du Rhône.



Figure 6: réseau de transport très haute tension desservant la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

Deux lignes doubles circuits 400 kV constituent l'ossature du réseau de transport d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur :

- La ligne aérienne double circuit 400 kV Tavel – Réaltor : il s'agit de l'axe principal d'alimentation régionale puisqu'il permet la desserte d'Aix – Marseille (via le poste du Réaltor) puis de Toulon, Cannes et Nice.
- La ligne aérienne double circuit 400 kV Tavel – Boutre

La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer est ensuite alimentée via le réseau 225 kV, depuis les postes de Roquerousse (Salon-de-Provence) ou Réaltor (Cabriès) par :

- La ligne aérienne double circuit 225 kV Ponteau - Réaltor 1&2 (construite en technique 400 kV et actuellement exploitée à 225 kV)
- La ligne aérienne 225 kV Lavéra - Septèmes
- La file de lignes aériennes 225 kV entre Feuillane et Rognac

- La file de lignes aériennes 225 kV entre Darse et Roquerousse.

La capacité actuelle du réseau permet un accueil de consommation supplémentaire limité, qui ne répond pas aux besoins futurs (cf. §1.3):

- Localement, le réseau à 225 kV qui dessert la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer dispose d'une capacité d'accueil résiduelle d'environ 600 MW. Au delà, la sécurité d'alimentation de cette zone ne peut être assurée qu'en adaptant le réseau pour augmenter la capacité d'import de la zone.
- Plus globalement, la sécurité d'alimentation de la région Provence – Alpes - Côte d'Azur repose, depuis quelques années, sur une exploitation du réseau optimisée, une maîtrise de la consommation et une forte sollicitation de la production régionale, dont une partie importante est carbonée (CCG[1] de la zone de Fos-sur-Mer). Pour maintenir la sécurité d'alimentation régionale, l'accueil des 600 MW de consommation permis par les capacités du réseau local, nécessite néanmoins un recours supplémentaire aux CCG.

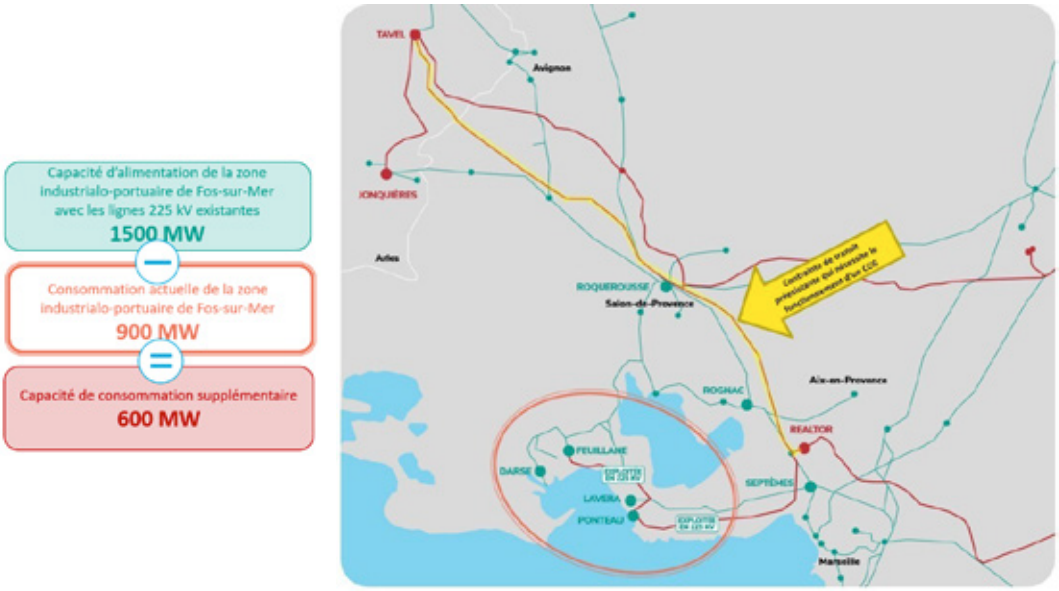


Figure 7: capacité d'accueil résiduelle actuelle de la zone industrialo-porturaire de Fos-sur-Mer

Pour permettre la décarbonation de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, et plus généralement assurer la sécurité d'alimentation de la Provence et de la Côte d'Azur, RTE recherche prioritairement à optimiser et renforcer les ouvrages électriques existants avant d'envisager la construction de nouveaux ouvrages : ce n'est que lorsque la capacité technique de l'infrastructure existante est atteinte qu'une nouvelle infrastructure est envisagée. Dans cet état d'esprit, les projets suivants sont d'ores et déjà à l'étude pour des mises en service envisagées entre 2026 et 2028 :

[1] CCG = Cycles combinés gaz

Une première phase d'optimisation du réseau existant, à horizon 2026, a été engagée et consiste à augmenter la tension d'exploitation de la file Réaltor – Ponteau - Feuillane de 225 kV à 400 kV. Cette opération permettra de porter la capacité d'accueil dans la ZIP de 600 à 1200 MW.
Pour maintenir la sécurité d'alimentation régionale, l'accueil de 1200 MW de consommation permis par les capacités du réseau local après ces travaux d'optimisation, nécessite néanmoins un recours quasi-permanent aux CCG, et une limitation du soutirage des derniers clients raccordés pendant environ ¼ de l'année, en attendant le renforcement du principal axe d'alimentation régional entre Tavel et Réaltor.



Figure 8: passage à 400 kV de la file Réaltor - Ponteau - Feuillane à horizon 2026

Une seconde phase de renforcement du réseau existant, à horizon 2028, a donc également été engagée. Elle consiste à augmenter les capacités de transit de l'artère 400 kV régionale historique, entre Tavel et Réaltor, grâce au remplacement des conducteurs existants par des câbles à faible dilatation entre Réaltor et Roquerousse d'une part, et en s'appuyant sur la création du poste 400 kV Roquerousse (au sein d'un site RTE existant) raccordé aux 2 axes 400 kV irriguant la région Provence – Alpes – Côte d'Azur depuis Tavel d'autre part. La transformation 400 / 225 kV de ce nouveau poste créé un nouveau point d'injection d'énergie électrique sur le réseau 225 kV, permettant ainsi un rééquilibrage des flux et la minimisation des pertes sur du réseau alimentant la zone de Fos.
Ces renforcements permettent de maintenir la sécurité d'alimentation régionale sans recours à des limitations de consommation ni à la production permanente des CCG.

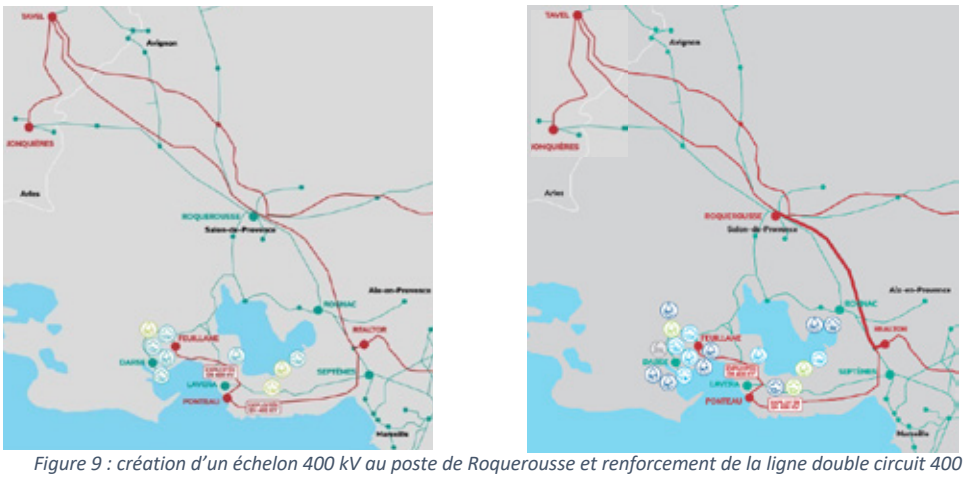


Figure 9 : création d'un échelon 400 kV au poste de Roquerousse et renforcement de la ligne double circuit 400 kV entre Roquerousse et Réaltor à horizon 2028

Cette capacité résiduelle de 1200MW est d'ores et déjà réservée pour des projets dont le raccordement est contractualisé et en cours de développement (sans préjudice des possibilités de l'Etat de revoir cette allocation en application de l'article 28 de la loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables).
Enfin, le système électrique régional est dès à présent particulièrement exposé aux impacts du changement climatique, notamment à travers les phénomènes :

- D'augmentation du risque incendie : en cas de coupure de la double ligne Tavel Réaltor (cf. incendie été 2022 pour permettre l'intervention des pompiers dans le massif de la Montagnette), la garantie de l'alimentation électrique de la région n'est plus assurée en permanence.
- De risque de sècheresse puisqu'une part importante de l'énergie produite en Provence – Alpes - Côte d'Azur est d'origine hydraulique. L'année 2022 a été marquée par une sécheresse longue qui a réduit la production hydraulique en France à son plus bas niveau depuis 1976.
- Des fortes chaleurs avec un impact à la baisse sur la capacité de transit des lignes.

Ainsi, la résilience du réseau doit être prise en compte dans les réflexions de développement de réseau.

3. HYPOTHESES DE CONSOMMATION ET DE PRODUCTION

3.1. Les hypothèses de production

3.1.1. Production actuelle

Le parc de production de la région Provence-Alpes Côte d'Azur dispose de **8038 MW** de puissance installée qui se répartissent ainsi par filière technologique et géographiquement :

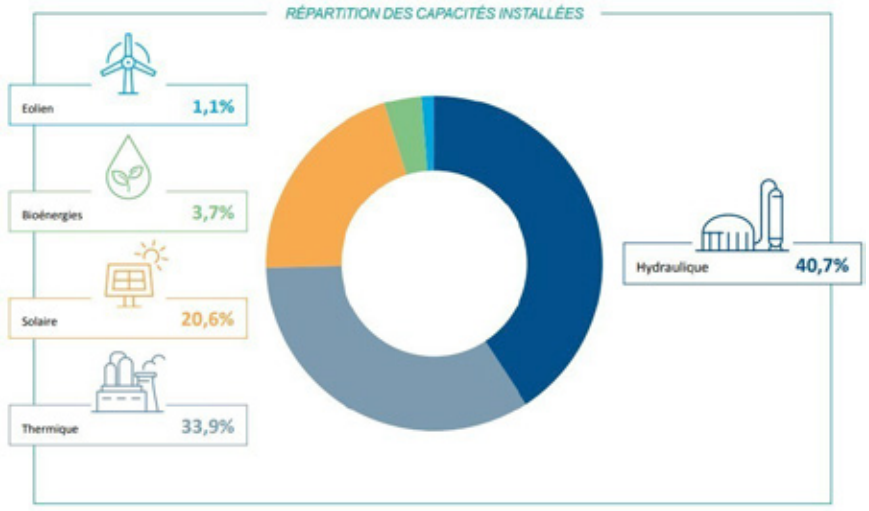
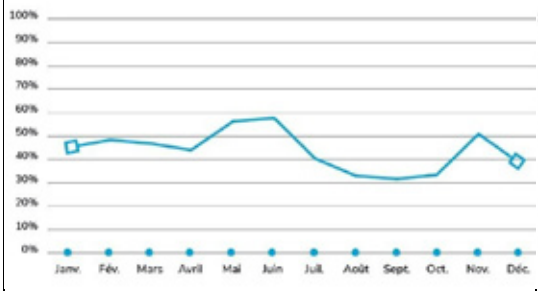
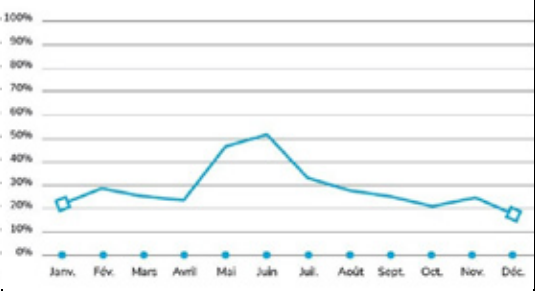


Figure 10: répartition de la production régionale installée par technologie



Figure 11: localisation du parc de production régionale

Actuellement, la production régionale d'électricité couvre environ 40% de la consommation régionale. Néanmoins, compte tenu de la forte part d'énergie renouvelable (30%), le taux de couverture de la consommation est très variable d'une saison sur l'autre et nécessite impérativement le recours au réseau pour assurer la garantie d'alimentation :

Taux de couverture de la consommation par la production d'électricité en 2021 en Provence-Alpes-Côte d'Azur.	*Taux de couverture de la consommation par la production d'électricité **d'origine renouvelable** en 2021 en Provence-Alpes-Côte d'Azur.*
	

3.1.2. Production future

Les hypothèses de nouvelles productions structurantes dans la zone de Fos-sur-Mer et plus globalement en Provence-Alpes-Côte d'Azur sont exclusivement issues de sources d'énergies renouvelables :

- Le S3REnR PACA prévoit l'accueil de **6 400 MW d'EnR supplémentaires** à l'horizon 2030 **pour l'ensemble de la région (dont environ 1900 MW d'électricité photovoltaïque sur la Métropole Aix Marseille Provence),**
- **Un parc éolien offshore répondant au 6ème appel d'offre lancé par l'Etat (AO6)**, dont l'implantation au large de Fos-sur-Mer a été confirmée par le gouvernement le 20 juin 2023, apportera une puissance installée de **250 MW** à l'horizon 2030, extensible à 750 MW dans un second temps.

A plus long terme, le gouvernement a fixé des objectifs de capacité supplémentaire d'éolien en mer de 2000 à 3500 MW à attribuer d'ici 2033, voire 7500 MW d'ici 2050, qui seront à affiner lors du débat de façade en Méditerranée prévu à partir de l'automne 2023.

3.1.3. Hypothèses retenues

Afin de calculer les capacités minimales d'accueil de consommation supplémentaires, les hypothèses suivantes ont été prises en compte :

- Situation de production du parc EnR terrestre (hydraulique, photovoltaïque, éolien) : le gisement prévu dans le cadre du S3REnR PACA en vigueur est simulé,
- Situation de production du parc offshore de Fos-sur-Mer (250 MW) : il est simulé à l'arrêt, étant donné le caractère variable de cette production,
- Situation de production thermique : d'une part, les petits groupes thermiques de cogénération ont un avenir à 10 ans incertain et sont considérés à l'arrêt ; d'autre part, plusieurs variantes concernant le démarrage des CCG ont été simulées (arrêt total, démarrage pour les besoins de l'équilibre offre-demande national, fonctionnement au maximum en bande) : c'est bien le scénario en l'absence de CCG qui permet de définir les capacités d'accueil minimales portées par le seul réseau.

A ce jour, le développement de la production régionale repose uniquement sur des énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques variables, nécessitant un apport complémentaire substantiel de production depuis les régions voisines pour garantir à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, et donc un développement du réseau électrique en conséquence.

3.2. Les hypothèses de consommation d'électricité

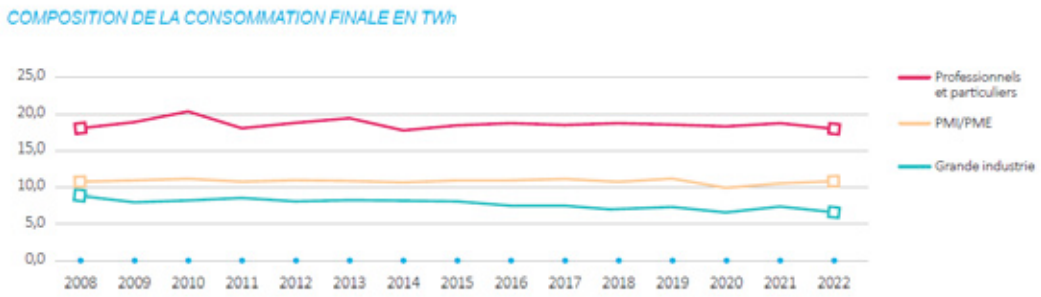
3.2.1. Consommation actuelle

La consommation actuelle de la zone industrialo-portuaire représente environ 900 MW qui se répartissent depuis les postes électriques suivants :

Poste électrique	Puissance actuelle (Pmax)
AUBE 63 kV	89,5
AUDIENCE 225 kV	220
CABAN 225 kV	121,4
CARONTE 63 kV	57,8
CAVAOU 63 kV	14,3
JONCS 63 kV	30
LAURONS 63 kV	27,3
MALABET 63 kV	16,2
METHANIER 63 kV	6,4
MOLE 63 kV	27,8
RELAIS 63 kV	73,2
RENAIRE 63 kV	201,8
ROCADE 63 kV	42,1
TOTAL	**927,8 MW**

Plus largement, en 2022, la consommation à température normale (corrigée des aléas météorologiques) en Provence-Alpes-Côte d'Azur s'établit à 36 TWh et a atteint une puissance maximale de 7278 MW.

Ce niveau de consommation s'inscrit dans une tendance stable, voire légèrement baissière, ces 15 dernières années.



3.2.2. Hypothèses de consommation future

Dans la seule zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, RTE a déjà reçu **une vingtaine de demandes de raccordement représentant plus de 6000 MW de consommation (soit une puissance de l'ordre de grandeur de la puissance de pointe de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur)** qui visent une mise en service à l'horizon 2028-2029.

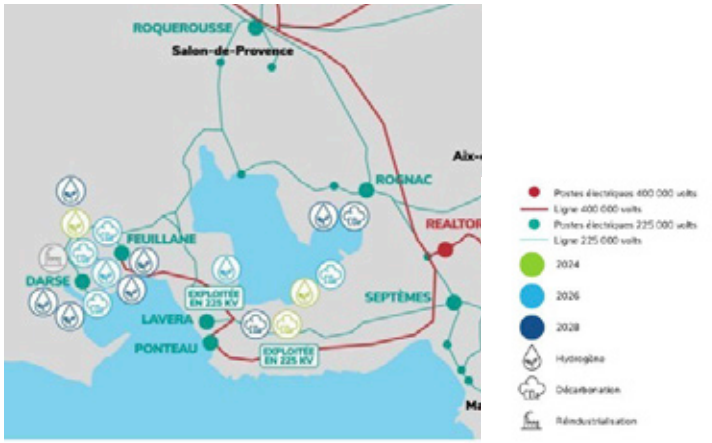


Figure 12: demandes de raccordement dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

Environ 1250 MW de demandes de raccordement correspondent à une décarbonation directe des industriels déjà présents sur la zone et sont donc considérés comme robustes, car il s'agit du maintien d'une activité industrielle pré-existante.

Ensuite les nouveaux besoins en électricité concernent des projets d'hydrogène, pour environ 4500 MW. Ces projets de production d'hydrogène ont des niveaux de maturité différents et plusieurs acteurs (dont GRTgaz ou le pôle de compétitivité Capénergies) se sont essayés à dresser une vision prospective des besoins d'hydrogène, notamment en interrogeant les acteurs industriels susceptibles d'y avoir recours. Tous ces exercices convergent sur une vision où les besoins d'hydrogène sont plus modestes et moins rapides à se développer que ne le laisserait penser la somme des demandes de raccordement au réseau.

Le graphique suivant illustre l'enveloppe des différents scénarii:

- La surface bleue est la vision de RTE des besoins d'électricité pour de la décarbonation directe des procédés par leur électrification,
- La surface verte illustre les différentes visions des besoins industriels d'hydrogène : ils sont relativement convergents, car fondés sur une même appréciation des besoins à long terme de la sidérurgie et des raffineries ; ces projets de production d'hydrogène « bas carbone » associés à des filières industrielles existantes (réduction directe du minerai de fer, substitution à de l'hydrogène « gris », etc.) contribuent à maintenir l'activité tout en la décarbonant,
- La surface jaune illustre les différentes visions des besoins d'hydrogène pour d'autres usages, notamment la mobilité maritime, aérienne ou terrestre et elle présente plus de divergences entre les différentes visions ; ces projets de production de e-methanol ou de e-carburants à partir d'hydrogène décarboné, le cas échéant avec captage de CO2 contribuent à développer une nouvelle activité en lien avec la décarbonation des transports (notamment maritime, avec la CMA-CGM, et aérien avec l'aéroport de Marignane),
- La courbe bleue représente le cumul brut des demandes de raccordement reçues, tandis que la courbe rouge représente une vision plus modeste du développement réel des besoins d'électricité.

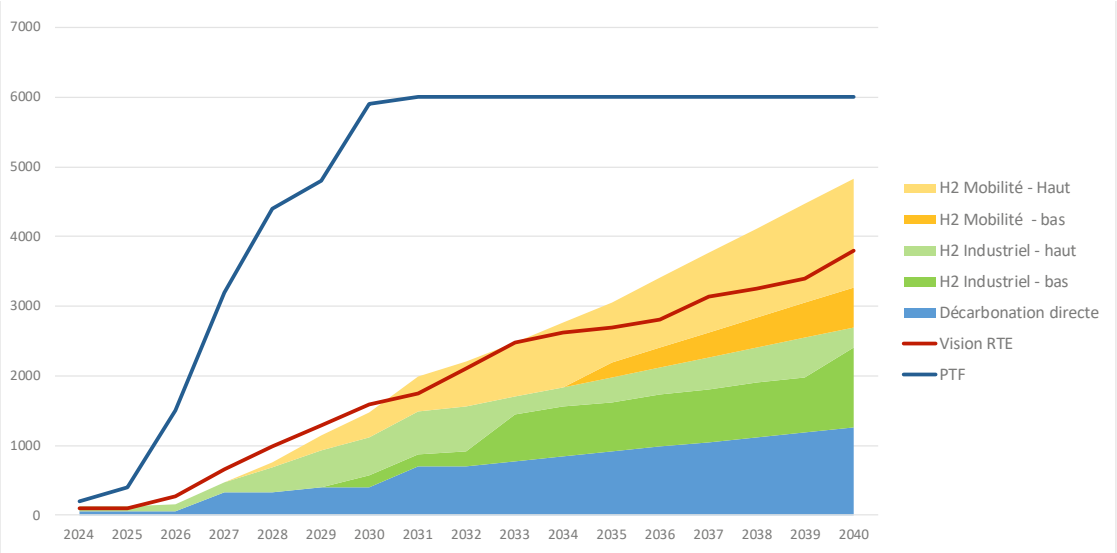


Figure 13: scenarii d'évolution des besoins de puissance électrique de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer

Enfin, un projet de réindustrialisation (gigafactory de production de panneaux photovoltaïques) est également en cours de développement sur la zone et nécessite une puissance de 240 MW rapidement.

S'il est prudent de prendre en compte un étalement voire une érosion des projets dans la ZIP de Fos-sur-Mer, il reste néanmoins utile d'anticiper de la capacité pour permettre une décarbonation en profondeur à terme, et un développement industriel. La poursuite du mouvement de décarbonation sur le territoire régional est notamment attendue dans les secteurs de la pétrochimie (substitution de l'hydrogène carboné par de l'hydrogène bas-carbone, et basculement des chaudières et turbines du gaz vers l'électricité) et des cimentiers (captage ou valorisation du CO_2 émis fatalement par le process). La capacité créée contribuera ainsi, dans la durée, à consolider l'attractivité de la zone, qui dispose déjà de propriétés favorables avec un écosystème industriel riche, du foncier à aménager et des facilités logistiques (mer, rail, fleuve, route, pipeline).

A date de la rédaction de ce paragraphe (06/09/2023), les 9 projets ayant contractualisé leur raccordement avec RTE (c'est-à-dire disposant d'une proposition technique et financière signée) représentent dores et déjà une consommation supplémentaire de 1818 MW. 8 autres projets ont reçu une PTF de la part de RTE suite à leur demande. Parmi ces derniers, 2 projets, représentant 1390 MW de consommation supplémentaire, semblent bien avancés (concertation publique en cours). Enfin, 2 autres demandes de raccordement sont à l'étude par RTE en vue d'une remise des propositions techniques à l'automne.

Sur la base de l'analyse des demandes exprimées et du potentiel de développement de la ZIP de Fos-sur-Mer, il semble ainsi raisonnable de prévoir un développement du réseau d'alimentation électrique de la zone pour 3000 MW de consommation supplémentaire **a minima**.

Au-delà de la décarbonation de sites industriels existants et de projets de réindustrialisation localisés dans la ZIP de Fos-sur-Mer, le système électrique de Provence – Alpes – Côte d'Azur doit également pouvoir faire face :

- Au développement des datacenters, notamment dans le secteur Aix-Marseille : la hausse de consommation liée au développement des datacenters est estimée à +700 MW à horizon 2027,
- A la transition énergétique des particuliers et du secteur tertiaire : même si la France a pour objectif une réduction globale de sa consommation d'énergie à horizon 2050, la transition vers une énergie décarbonée devrait conduire à une croissance importante de la consommation en électricité d'ici 2035, portée par l'électrification des usages (électrification des navires à quai dans les grands ports de la région, véhicules particuliers et collectifs électriques, mode de chauffage, etc...).

A date de la rédaction de ce paragraphe (06/09/2023), 9 projets (datacenters, stockage, electrolyseur, nouveau poste source ENEDIS) ont effectué une demande de proposition technique et financière pour un raccordement auprès de RTE en Provence – Alpes – Côte d'Azur hors ZIP de Fos-sur-Mer, et représentent dores et déjà une consommation supplémentaire de 517 MW. ENEDIS fait également face à plusieurs demandes de raccordement de nouveaux projets (datacenters, électrification des navires à quai, électrification de flottes de bus) pour une consommation supplémentaire cumulée d'environ 100 MW.

Sur la base de l'analyse des demandes exprimées et du potentiel de développement de la région (hors ZIP de Fos-sur-Mer), il semble ainsi raisonnable de prévoir un développement du réseau d'alimentation électrique pour 700 MW de consommation supplémentaire **a minima**.



Figure 14: Consommation du Gard et de Provence - Alpes - Côte d'Azur et son évolution attendue

3.2.3. Hypothèses retenues

Les hypothèses suivantes ont été prises en compte :

- Un appel de puissance supplémentaire des clients dans la ZIP de Fos-sur-Mer entre 3000 et 6000 MW (plusieurs paliers intermédiaires ont été simulés) ;
- Un appel de puissance supplémentaire d'environ 700 MW sur le reste de la Provence – Alpes – Côte d'Azur, couvrant les premiers besoins de raccordement de datacenters et d'électrification liée à la transition énergétique.

La très forte croissance des besoins électriques de la zone industrialo-portuaire implique de repenser la capacité d'accueil du réseau électrique de la zone et, plus globalement, les conditions de la sécurité d'approvisionnement électrique régionale.

3.3. Les interconnexions

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur joue actuellement un rôle modeste dans la solidarité européenne, via une interconnexion 225 kV avec l'Italie (1.4 TWh exporté vers ce pays en 2021) permettant un transit d'environ 200 MW.

Il n'existe pas actuellement de projet de renforcement de cette interconnexion, l'essentiel des échanges France-Italie étant assuré depuis la région Rhône-Alpes, principalement pour des besoins d'import d'énergie depuis l'Italie. Tout développement d'une nouvelle interconnexion en région Provence – Alpes – Côte d'Azur amplifierait les contraintes de transits qui traversent la région d'Ouest en Est.

4. DESCRIPTION DES CONTRAINTES ET OPPORTUNITES

4.1. Contraintes de transit

RTE doit garantir à tout moment la sécurité des biens et des personnes dans l'exploitation du réseau de transport d'électricité.

Pour exploiter son réseau, RTE doit s'assurer en permanence que les courants qui parcourent ses ouvrages restent inférieurs aux limites maximales admissibles, tant en régime normal qu'en régime dégradé (c'est à dire intégrant l'indisponibilité prévue ou fortuite d'un ouvrage), pour garantir la sécurité des biens et des personnes (échauffement des câbles provoquant un franchissement des distances de sécurité) et la pérennité des matériels (atteinte des seuils maximum de fonctionnement).

Un ouvrage de RTE est dit « en contrainte » dès lors que les courants électriques qui le parcourent sont susceptibles de franchir ces limites.

Le cas échéant, des actions préventives ou curatives immédiates (redistribution de la production appelée redispatching, redistribution des flux, délestages..) sont à prévoir pour ramener les transits à des niveaux acceptables.

Lorsque ces contraintes deviennent récurrentes et de plus en plus amples, les parades classiques ne sont plus efficaces et le coût des actions curatives ou préventives mises en oeuvre augmente en proportion. Dès lors, c'est ce coût d'élimination des contraintes qui, en regard du coût prévisionnel d'investissement, permet de justifier économiquement un renforcement du réseau.

Le renforcement du réseau électrique en augmentant ses capacités de transit devient la stratégie de référence.

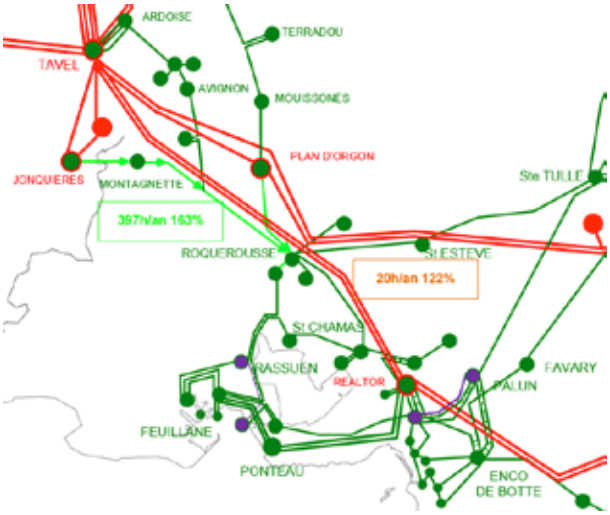
Le taux de fréquence des contraintes inadmissibles dépend des flux mais aussi des capacités relatives des ouvrages. Ainsi, un ouvrage de faible capacité peut apparaître comme très contraint, tandis qu'un autre ouvrage traversé par des flux plus importants mais présentant une plus grande capacité apparaitra comme moins contraint.

4.1.1. Situation actuelle

Sur la zone de Fos-sur-Mer, avec la production, la consommation et la structure de réseau actuelle (cf. §2, §3.1.1 et §3.2.1), il n'existe pas de contraintes de transit sur le réseau. En effet, le réseau à 225 kV qui dessert la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer dispose d'une capacité d'accueil de consommation résiduelle d'environ 600 MW. Au-delà, la sécurité d'alimentation de cette zone ne peut être assurée qu'en adaptant le réseau pour augmenter la capacité d'accueil de la zone.

Au niveau de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, la sécurité d'alimentation repose, depuis quelques années, sur une maîtrise de la consommation, une mobilisation de la production régionale, dont une partie importante est carbonée (CCG[2] de la zone de Fos-sur-Mer), et un réseau exploité à son maximum : de légères contraintes de transit peuvent apparaitre quelques heures dans l'année (moins de 5% du temps) sur l'axe à 400 kV Tavel – Réaltor et le réseau 225 kV à proximité, ce qui reste un niveau de contrainte acceptable sur ce type de réseau, car maitrisable par un recours supplémentaire à la production régionale et/ou la prise de schémas d'exploitation inhabituels permettant de rerépartir les flux.

L'accueil de 600 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui ne génère pas de contrainte de transits sur le réseau électrique proche de la zone de Fos-sur-Mer, mais nécessite un recours supplémentaire à la production régionale pour maitriser les transits sur les grands axes d'alimentation régionale : la sécurité d'alimentation de la Provence – Alpes – Côte d'Azur repose alors davantage sur une disponibilité des CCG de la zone de Fos-sur-Mer.



Situation 1 : nombre d'heures de contrainte de transits et taux de charge atteints sur le réseau actuel avec 600 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui :

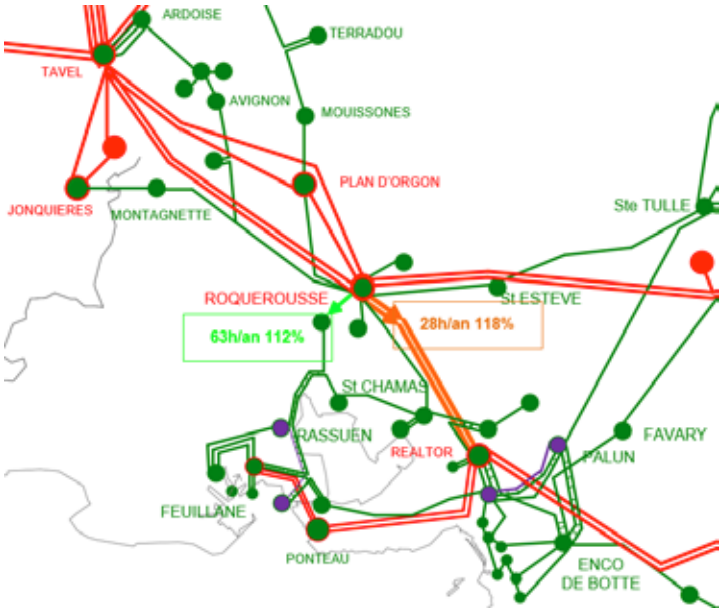
Enfin, en cas d'indisponibilité simultanée des 2 circuits composant l'axe 400 kV Tavel – Réaltor (avarie d'un circuit pendant que l'autre est en maintenance, avarie simultanée des 2 circuits pour une même cause comme un incendie sous la ligne, un orage, un acte de malveillance, la ruine d'un pylône

[2] CCG = Cycles combinés gaz

supportant les 2 circuits), la mobilisation totale de la production régionale hydraulique et thermique est aujourd'hui nécessaire pour maintenir l'alimentation régionale et doit être complétée par de légers ordres de sauvegarde (baisse de la tension voire délestage des clients domestiques) à certains moments. Avec 600 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui, le recours à des ordres de sauvegarde devient plus fréquent dans ces cas de figure.

4.1.2. Situations futures

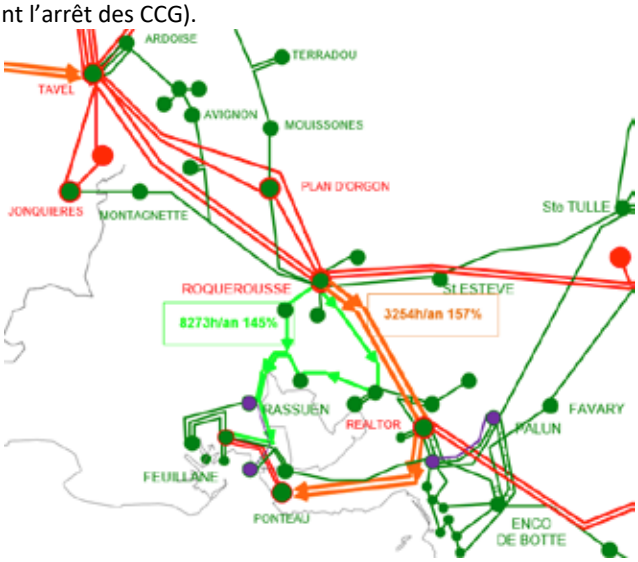
L'optimisation et le renforcement du réseau existant (exploitation à 400 kV des lignes Feuillane-Ponteau-Réaltor, création d'un poste 400 kV au poste de Roquerousse et changement des conducteurs sur la ligne Réaltor Roquerousse) doit permettre d'assurer l'accueil de 1 200 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui : le niveau des contraintes de transit sera alors du même ordre de grandeur que dans la situation 1 décrite ci-dessus. Ces projets sont en cours de développement et leurs mises en service devraient s'échelonner entre 2026 et 2028.



Situation 2 : : nombre d'heures de contrainte de transits et taux de charge atteints sur le réseau actuel optimisé et renforcé avec 1200 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui

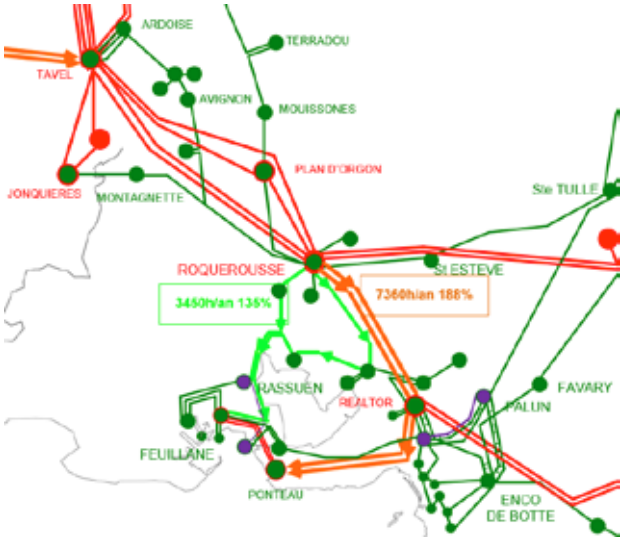
Cependant, le réseau n'est pas en mesure d'accueillir l'évolution de la consommation prévue dans la zone d'ici 2030, même après les travaux d'optimisation et de renforcement du réseau existant.

A 3000 MW de consommation supplémentaire, de profondes contraintes de transit sont présentes sur plusieurs axes et elles apparaissent tout au long de l'année dans l'hypothèse d'un mix électrique régional décarboné (impliquant l'arrêt des CCG).



Situation 3 : : nombre d'heures de contrainte de transits et taux de charge atteints sur le réseau actuel optimisé et renforcé avec 3000 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui et sans recours aux CCG de Fos-sur-Mer

A 6000 MW de consommation supplémentaire, de profondes contraintes de transit sont également présentes sur plusieurs axes toute l'année, même en recourant à toute la production régionale disponible en permanence.



Situation 4 : nombre d'heures de contrainte de transits et taux de charge atteints sur le réseau actuel optimisé et renforcé avec 6000 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui et un recours permanent aux CCG de Fos-sur-Mer

En l'absence de production régionale supplémentaire disponible ou d'une nouvelle infrastructure de réseau de transport d'électricité, ces contraintes ne peuvent être maitrisées que par du délestage massif, une grande partie de l'année.

4.2. Contraintes de tension

4.2.1. Situation actuelle

Dans la situation actuelle, les régulations dans les postes de transformation et par les groupes de production suffisent pour maitriser les tensions.

4.2.2. Situations futures

La profondeur des contraintes de transit décrites ci-dessus justifient un développement du réseau public de transport conséquent. Quelle que soit la solution de développement retenue, il faudra vérifier qu'il ne subsiste pas de contraintes de tension. Pour autant, ces dernières dépendent fortement de la nature de la charge à raccorder, et les futurs process industriels à accueillir dans la zone ne sont pas tous connus. Le risque induit par ces futurs raccordements est cependant maitrisé par les prescriptions imposées à chaque industriel dans le cahier des charges de capacité constructives regroupant des exigences en lien avec l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité d'une part, et au règlement (UE) 2016/1388 de la commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation d'autre part.

4.3. Contraintes d'intensité de court-circuit

Dans les situations actuelle et futures, les schémas d'exploitation de la zone sont adaptés afin de prendre en compte les problématiques de tenue d'intensité de court-circuit.

4.4. Contraintes de qualité de l'électricité

4.4.1. Situation actuelle

Aucune contrainte dans la situation actuelle : le réseau est suffisamment dimensionné pour assurer une continuité d'alimentation même en cas de défaut sur une ligne d'alimentation de la zone.

4.4.2. Situations futures

Les contraintes projetées de qualité de l'électricité sont en lien avec les contraintes de transit et de tension. Le fort dynamisme de la zone requiert la réalisation du projet objet de la présente JTE afin de garantir la continuité et la qualité de l'alimentation électrique de la zone. Dans l'attente

de la réalisation de ce projet (et des autres projets de renforcements prévus à l'horizon 2028) permettant de dégager de la capacité d'accueil, RTE répond aux demandes de raccordement des nouveaux clients dans la zone à travers un système de limitation des appels de puissance, permettant de maitriser les contraintes de qualité de l'électricité dans ces situations provisoires.

4.5. Présentation des contraintes de patrimoine

Des contraintes de patrimoine existent sur certaines lignes aériennes 225 kV situées entre la vallée du Rhône et la ZIP de Fos-sur-Mer : en effet, les plus anciennes d'entre elles ont été construites avec des pylônes en acier non galvanisé, qui subissent l'effet de la corrosion de l'air marin et des émissions industrielles. La politique technique de RTE de gestion des actifs existants de liaisons aériennes prévoit de traiter environ 300 pylônes sur 178 km de lignes aériennesd'ici 2040 sur cette zone : Cela peut se concrétiser par un remplacement de tout ou partie des pylônes, une reconstruction en technique souterraine partielle ou totale, voire en une restructuration plus profonde du réseau.

La réhabilitation de ces lignes sera menée indépendamment du projet objet de cette JTE.

4.6. Contraintes de stabilité

Dans les situations actuelle et futures, la stabilité est garantie par le déploiement d'un plan de téléprotection dit « proche », de manière à éliminer rapidement les défauts.

4.7. Synthèse des contraintes

Le réseau électrique actuel n'est pas en capacité d'accueillir le gisement de plus de 6 000 MW de consommation supplémentaire dans la zone industrialo-portuaire, ni a minima les nouveaux consommateurs ayant déjà contractualisé un raccordement avec RTE : les contraintes de transits ne peuvent être maitrisées qu'avec la création d'un nouvel axe THT de forte capacité.

5. DESCRIPTION DES STRATEGIES ENVISAGEES

Comme cela a été évoqué, si le réseau devait accueillir une consommation supplémentaire de 6000 MW fonctionnant 24h/24, tout au long de l'année, cela reviendrait à plus que doubler la puissance à la pointe de consommation de la région Provence – Alpes – Côte d'Azur, ce qui nécessiterait donc de doubler les infrastructures existantes. A ce stade, RTE a choisi de dimensionner le réseau dans des proportions plus modestes, en considérant qu'une partie des demandes de raccordement identifiées ne se réaliseront pas à horizon 2030. RTE anticipe en effet un étalement, voire une érosion de certaines demandes de raccordement, notamment pour ce qui concerne les projets d'hydrogène dont certains semblent en concurrence directe entre eux (cf. §3.2.2). Simultanément, RTE doit prendre en compte une tendance de croissance de fond dans l'ensemble de la région, pour des besoins d'électrification des usages.
Le projet objet de la présente JTE doit permettre, en complément des renforcements du réseau existant déjà prévus par ailleurs, d'augmenter d'ici 2030 la capacité d'accueil de consommation industrielle « non flexible » sur la ZIP de Fos-sur-Mer d'a minima 3000 MW, tout en permettant d'accompagner une croissance de la consommation d'environ 700 MW sur le reste de la Provence -Alpes – Côte d'Azur dans les 10 à 15 ans à venir, quel que soit l'avenir du mix électrique régional (cf. §3.2.2 Hypothèses de consommation future).

Seul un axe THT de forte puissance reliant la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer au reste du réseau national permet de répondre aux contraintes exprimées dans le paragraphe précédent. Diverses stratégies (technologiques et tracés) ont été envisagées et sont présentées ci-dessous.

5.1. Les stratégies écartées

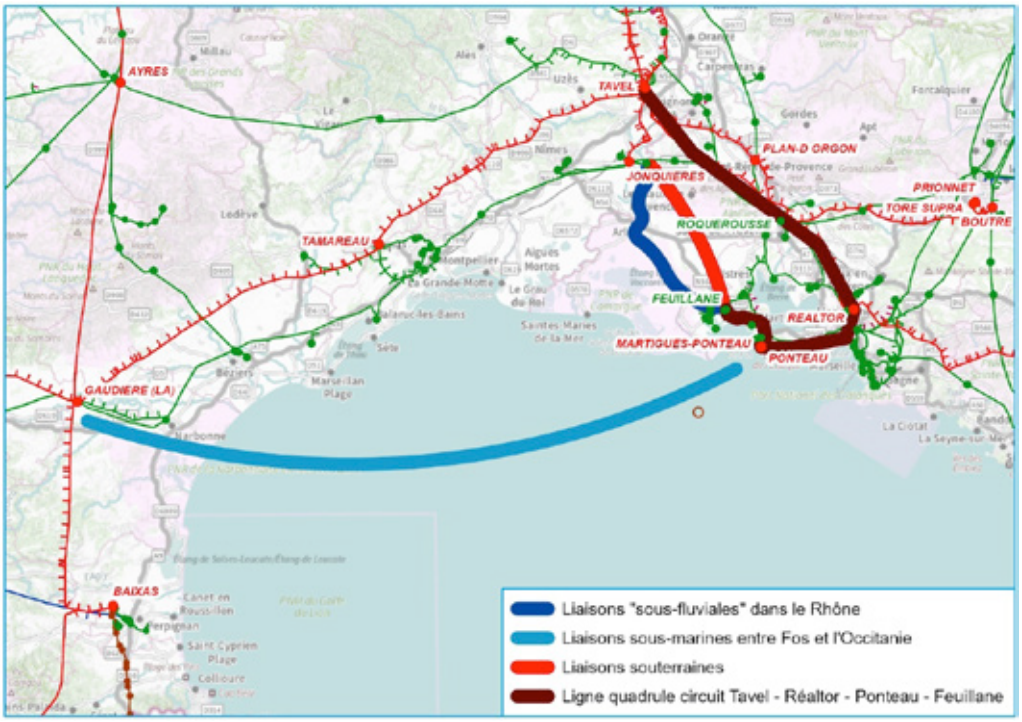


Figure 15: Schéma des tracés envisagées dans les stratégies écartées

5.1.1. Remplacement de la ligne double circuit à 400 kV Tavel – Réaltor – Ponteau - Feuillane par une ligne quadruple circuit

La stratégie consiste à :

- Créer les nouvelles cellules lignes nécessaires aux postes 400 kV de Tavel (2 départs), Réaltor (4 départs), Ponteau (4 départs) et Feuillane (2 départs),
- Remplacer les pylônes actuels de la file par des pylônes en capacité de supporter 4 circuits.

Cette stratégie consistant à renforcer davantage le réseau existant en remplaçant l'axe 400 kV double circuit qui va de Tavel à Feuillane, via les sites de Réaltor et Ponteau, par un axe empruntant le même tracé composé de 4 circuits, est écartée pour plusieurs raisons :

- Tout d'abord, cette structure fragilise de manière inacceptable le système électrique français et européen. En effet, en cas de perte simultanée des 4 lignes (comme par exemple l'incendie de l'été 2022 qui a conduit à couper les 2 lignes de cet axe, des travaux qui nécessiteraient la consignation des lignes, des actes de malveillance, etc.), elle ne permet pas de respecter les règles en vigueur dans les codes de réseaux européens qui prévoient une réserve pouvant compenser la perte d'une consommation maximale de 3000 MW (cf. article 153 du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'éléctricité),
- De plus, les travaux de remplacement des pylônes nécessitent de mettre hors tension sur de longues périodes l'axe principal d'alimentation régionale : il n'est pas possible d'assurer la sécurité d'alimentation régionale à certaines périodes de l'année (hiver et été notamment) malgré le recours à toute le production régionale. Aux autres périodes, d'importants coûts de congestion (plus de 100 M€ / trimestre) apparaissent pour maitriser la sécurité d'alimentation régionale pendant les travaux. En tenant compte des délais de procédures administratives et de l'impact des contraintes d'alimentation régionale sur le planning des travaux, la réalisation du projet n'est pas envisageable d'ici 2030.

5.1.2. Création de liaisons souterraines à 525 kV en courant continu

Cette technologie permet de transiter environ 2000 MW par liaison, chaque liaison étant composée de 2 voire 3[3] câbles souterrains. Pour répondre au besoin, il faut donc 2 liaisons a minima.

La stratégie consiste à :

- Créer 4 stations de conversion (sur un terrain d'environ 4 à 6 ha chacune) à chaque extrémité des liaisons souterraines à courant continu, à proximité des sites actuels de Feuillane et Jonquières,
- Créer 2 liaisons souterraines à 525 kV en courant continu d'une longueur d'environ 60 km entre les stations de conversion.

Cette stratégie consistant à relier les sites de Feuillane et Jonquières par 2 liaisons (4 voire 6 câbles) souterraines à 525 kV en courant continu est écartée pour plusieurs raisons :

- Le coût d'investissement de cette stratégie entre 3 et 4 Md€ apparait très élevé en comparaison des autres stratégies. D'un point de vue économique, du fait du coût fixe très important des stations de conversion (ici plus des 2/3 du coût total), le courant continu ne se justifie généralement pas pour des distances inférieures à 80 km. Ainsi, opter pour une telle stratégie ne répondrait pas à la mission de service public de RTE qui est d'assurer le transport de l'électricité au meilleur coût pour la collectivité,
- Les marchés permettant l'approvisionnement de stations de conversion se sont beaucoup tendus depuis le lancement des derniers appels d'offres. La date de mise en service au plus tôt envisagée pour un projet qui serait lancé aujourd'hui est dans tous les cas de ce fait post 2030.

De plus, la création des stations de conversion interroge la disponibilité foncière de la ZIP de Fos-sur-Mer : De nombreux projets d'aménagement sont en cours et attendus sur le Grand Port Maritime de Marseille, qui dispose d'un foncier constructible limité sur la ZIP de Fos-sur-Mer.

Enfin, la création de 2 liaisons (4 câbles) souterraines à courant continu implique une bande d'inconstructibilité et servitude d'environ 6 m de large pour chaque liaison, et un espacement des 2 liaisons de 10 m a minima. En raison de la présence de la nappe de Crau, classée d'intérêt patrimonial dans le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE), et de la Camargue, totalement couverte par des zones humides, un tel chantier ne pourrait être envisagé que sous voirie, et ce dans un contexte de réseau routier déjà totalement congestionné aux abords de la ZIP de Fos-sur-Mer, avec une augmentation très significative des déplacements prévue d'ici 2030.

[3] 3 câbles pour la technologie bipolaire (dont le câble de retour), 2 câbles pour la technologie monopolaire symétrique

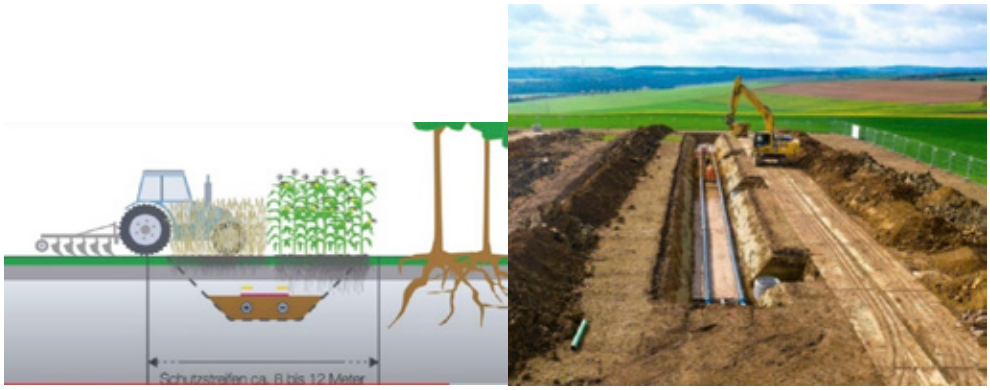


Figure 16: chantier de création d'une seule liaison (2 câbles) souterraines à courant continu à 525 kV (Allemagne, 2021)

Toute stratégie consistant à créer des liaisons souterraines à 525 kV en courant continu entre Feuillane et un autre poste 400 kV plus éloigné de la vallée du Rhône (notamment Tavel, Tricastin ou Coulange pour pouvoir bénéficier directement de l'apport des centrales nucléaires) peut également être écartée pour les raisons précitées : elle serait bien plus couteuse (à cause notamment d'un linéaire de liaisons plus important à créer) sans services rendus supplémentaires justifiant un tel surcoût.

5.1.3. Création de liaisons « sous-fluviales » à 525 kV courant continu dans le Rhône

Cette stratégie peut être vue comme une alternative à la précédente : au lieu que le tracé soit purement souterrain, il emprunte, sur une grande distance, le lit du Rhône. Pour répondre au besoin, il faut donc également 2 liaisons a minima.

Cette stratégie consistant à relier les sites de Feuillane et Jonquières par 2 liaisons (4 à 6 câbles) « sous-fluviales » à 525 kV en courant continu est écartée pour les raisons évoquées au §5.1.2.

De plus, les problèmes techniques liés à l'utilisation du fleuve (accès au fleuve, présence de hauts fonds, passage trop étroit par Port Saint Louis, fleuve régulièrement dragué, arrêt du transport fluvial le temps des travaux) rendent cette stratégie encore plus couteuse qu'un tracé terrestre et beaucoup plus incertaine techniquement.

5.1.4. Création de liaisons sous-marines à 525 kV en courant continu entre Fos-sur-Mer et la région Occitanie

Cette technologie permet de transiter environ 2000 MW par liaison, chaque liaison étant composée de 2 voire 3[4] câbles souterrains. Pour répondre au besoin, il faut donc 2 liaisons a minima.

[4] 3 câbles pour la technologie bipolaire (dont le câble de retour), 2 câbles pour la technologie monopolaire symétrique

Pour mémoire, le projet Midi – Provence, étudié par RTE il y a une dizaine d'années, prévoyait la création d'une liaison à 320 kV en courant continu entre La Gaudière et le golfe de Fos-sur-Mer pour une capacité de transit de 1000 MW.

Cette stratégie consiste donc à :

- Créer 4 stations de conversion (sur un terrain d'environ 4 à 6 ha chacune) à chaque extrémité des liaisons souterraines à courant continu, à proximité des sites actuels de Feuillane et La Gaudière,
- Créer 2 liaisons sous-marines et souterraines à 525 kV en courant continu d'une longueur d'environ 220 km (dont 160 km en mer) entre les stations de conversion : chaque liaison est composée de 2 voire 3 câbles souterrains et peut transmettre environ 2000 MW.

Cette stratégie consistant à relier les sites de Feuillane et La Gaudière par 2 liaisons (4 à 6 câbles) souterraines à 525 kV en courant continu est écartée pour plusieurs raisons :

- Le coût d'investissement de cette stratégie entre 5 et 6 Md€ apparait très élevé en comparaison des autres stratégies. Ainsi, opter pour une telle stratégie ne répondrait pas à la mission de service public de RTE qui est d'assurer le transport de l'électricité au meilleur coût pour la collectivité,
- Les marchés permettant l'approvisionnement de stations de conversion se sont beaucoup tendus depuis le lancement des derniers appels d'offres. La date de mise en service au plus tôt envisagée pour un projet qui serait lancé aujourd'hui est dans tous les cas post 2030.

De plus, la création des stations de conversion interroge la disponibilité foncière de la ZIP de Fos-sur-Mer : De nombreux projets d'aménagement sont en cours et attendus sur le Grand Port Maritime de Marseille qui dispose d'un foncier constructible limité sur la ZIP de Fos-sur-Mer.

Aussi, la création de 2 liaisons (4 à 6 câbles) souterraines à courant continu implique une bande d'inconstructibilité et servitude d'environ 6 m de large pour chaque liaison, et un espacement des 2 liaisons de 10 m a minima. En raison de la présence de la nappe de Crau, classée d'intérêt patrimonial dans le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE), et de la Camargue, totalement couverte par des zones humides, un tel chantier ne pourrait être envisagé que sous voirie, et ce dans un contexte de réseau routier déjà totalement congestionné aux abords de la ZIP de Fos-sur-Mer, avec une augmentation très significative des déplacements prévue d'ici 2030.

Enfin, en Occitanie comme en Provence-Alpes-Côte d'Azur, les atterrages et tracés terrestres qui avaient été envisagés pour le projet Midi-Provence sont aujourd'hui retenus par les recherches d'atterrages pour les raccordements des éoliennes offshore. Dans ces conditions, trouver une nouvelle solution d'atterrage, en particulier dans le golfe de Fos-sur-Mer, compte-tenu des contraintes imposées par une navigation commerciale dense et un fond marin déjà bien encombré semble très délicat.

5.1.5. Création d'une liaison souterraine à 400 kV en courant alternatif

Cette technologie permet de transiter environ 500 MW par liaison, chaque liaison étant composée de 3 câbles souterrains (1 par phase). Pour répondre au besoin, il faut donc 6 liaisons a minima.

La stratégie consiste à :

- Créer les nouvelles cellules lignes nécessaires aux postes 400 kV de Jonquières (6 départs) et Feuillane (6 départs),
- Créer 6 liaisons souterraines à 400 kV en courant alternatif sur 3 tracés espacés entre eux d'au moins 20 m, d'une longueur d'environ 60 km chacun,
- Installer 10 selfs 400 kV de 300 MVAr réparties sur les sites de Jonquières, Feuillane et 1 (voire 2) poste(s) de compensation intermédiaire à créer sur plusieurs hectares.

Cette stratégie consistant à relier les sites de Feuillane et Jonquières par 6 liaisons (18 câbles) souterraines à 400 kV en courant alternatif est écartée en raison de son coût d'investissement entre 1,5 et 2 Md€, qui se rapprocherait d'une stratégie à courant continu, et serait démesuré en comparaison des autres stratégies. Ces coûts disproportionnés ne répondent pas à la mission de service public de RTE qui est d'assurer le transport de l'électricité au meilleur coût pour la collectivité.

De plus, la création de 2 liaisons (6 câbles) souterraines à 400 kV en courant alternatif implique une bande de servitude et d'inconstructibilité d'environ 10 m de large : en raison de la présence de la nappe de Crau, classée d'intérêt patrimonial dans le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE), et de la Camargue, totalement couverte par des zones humides, un tel chantier ne pourrait être envisagé que sous large voirie, dans un contexte de réseau routier déjà totalement congestionné aux abords de la ZIP de Fos-sur-Mer, avec une augmentation très significative des déplacements prévue d'ici 2030,



Figure 17: chantier de création de 2 liaisons (6 câbles) souterraines à courant alternatif à 400 kV (Allemagne)

Enfin, cette technologie génère de nouvelles contraintes de transits: les lignes souterraines étant beaucoup moins impédantes que les lignes aériennes, l'électricité transiterait prioritairement dans ces liaisons qui entreraient en saturation rapidement. Une partie de ce déséquilibre entre ces nouvelles liaisons et les lignes aériennes 400 kV d'alimentation régionale existantes pourrait nécessiter des matériels supplémentaires (TD ou selfs) à installer dans les postes.

5.1.6. Création d'une liaison aérienne simple terne en courant alternatif

La stratégie consiste à :

- Créer une ligne aérienne 400 kV constituée d'un seul circuit sur environ 65 km entre les postes de Feuillane (commune de Fos-sur-Mer) et Jonquières (commune de Jonquières-Saint-Vincent).
- Construire, sans extensions foncières, 1 cellule 400 kV dans le poste de Jonquières et 1 cellule 400 kV dans le poste de Feuillane.

Cette stratégie consistant à relier les sites de Feuillane et Jonquières par 1 liaison aérienne à 400 kV en courant alternatif à un seul circuit est écartée car la capacité de transit d'un tel ouvrage ne répond pas au besoin. En effet, à 3000 MW de consommation supplémentaire, des contraintes de transit sont présentes sur plusieurs axes quelques centaines d'heures par an dans l'hypothèse d'un mix électrique régional décarboné (impliquant l'arrêt des CCG). De plus, une ligne à un seul circuit ne permet pas de garantir l'alimentation électrique en cas d'indisponibilité (fortuite ou travaux programmés) de ce circuit. Enfin, une telle structure ne permet pas de sécuriser l'alimentation régionale, notamment en cas d'une indisponibilité de l'axe 400 kV entre Réaltor et Roquerousse.

5.2. Solution envisagée : création d'une file aérienne à 2 circuits 400 kV entre Feuillane, Roquerousse et Tavel

L'étude des contraintes techniques et environnementales pour acheminer un nouvel axe 400 kV jusqu'au poste de Feuillane montre que seul un axe nord-ouest semble envisageable pour quitter la zone de Fos-sur-Mer à partir du site RTE :

- un tracé se dirigeant vers l'ouest ne permettrait pas nécessairement d'éviter la réserve naturelle nationale des Coussouls de Crau, mais aurait des impacts environnementaux plus forts : traversée du Parc Naturel Régional de Camargue voire site classé et inscrit en fonction de l'emplacement, totalité du territoire en zone humide, ces protections françaises étant issue des conventions internationales réserve de biosphère et site RAMSAR.
- Au nord-est, l'aéroport d'Istres génère des servitudes aéronautiques qui limitent à 10 m la hauteur des infrastructures, conduisant à devoir choisir un tracé surplombant la commune d'Istres.



Figure 18: servitudes aéronautiques à proximité du poste électrique de Feuillane

- Au sud, cela supposerait globalement de se mettre en lieu et place de l'actuelle Feuillane-St Chamas, et donc à côté de la Feuillane Réaltor qui va déjà passer en 400 kV, en espace remarquable de la loi littoral, puis dans la réserve naturelle régionale du Pourra et dans le site inscrit des Abords du champ de fouilles de Saint Blaise à Saint Mitre les Remparts. Enfin, en raison des contraintes aéronautiques, le tracé devrait surplomber la ville d'Istres.

De cette analyse ressort que seuls 2 axes permettent de rejoindre les sites de production situés en vallée du Rhône : un axe entre Feuillane et Jonquières (solution présentée) ou un axe entre Feuillane et Roquerousse (solution envisagée, objet de ce paragraphe).

La solution consiste à :

- Créer les nouvelles cellules lignes nécessaires aux postes 400 kV de Tavel (2 départs), Roquerousse (4 départs), et Feuillane (2 départs),
- Créer 1 liaison aérienne à 400 kV en courant alternatif double circuit d'une longueur d'environ 50 km entre Feuillane et Roquerousse et 1 liaison aérienne à 400 kV en courant alternatif double circuit d'une longueur d'environ 60 km entre Roquerousse et Tavel.



Figure 19: schéma de principe de la stratégie de creation d'une file aérienne 400 kV Tavel – Roquerousse - Feuillane

Cette solution n'est pas privilégiée car elle présente un linéaire de ligne à 400 kV plus important (110 km) que la solution proposée, donc plus coûteuse et plus impactante toute chose égale par ailleurs, dans un contexte environnemental délicat (Parc Naturel Régional des Alpilles notamment), et une faible résilience aux feux de forêt et évènements climatiques exceptionnels, puisque toutes les lignes 400 kV alimentant la Provence – Alpes – Côte d'Azur (3 axes à double circuit) seraient géographiquement très proches entres les postes de Roquerousse et Tavel.

5.3. Solution proposée : création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières

5.3.1. Principe

Pour répondre aux contraintes identifiées dans les chapitres 3 et 4 du présent document, la solution proposée par RTE consiste en la **création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre les postes existants de Feuillane et de Jonquières.**

Cette solution est adaptée au dimensionnement de la consommation du gisement, et aux autres enjeux de sécurité d'alimentation de la région Provence Alpes Côte d'Azur (datacenters, résilience du réseau aux événements climatiques, etc.).

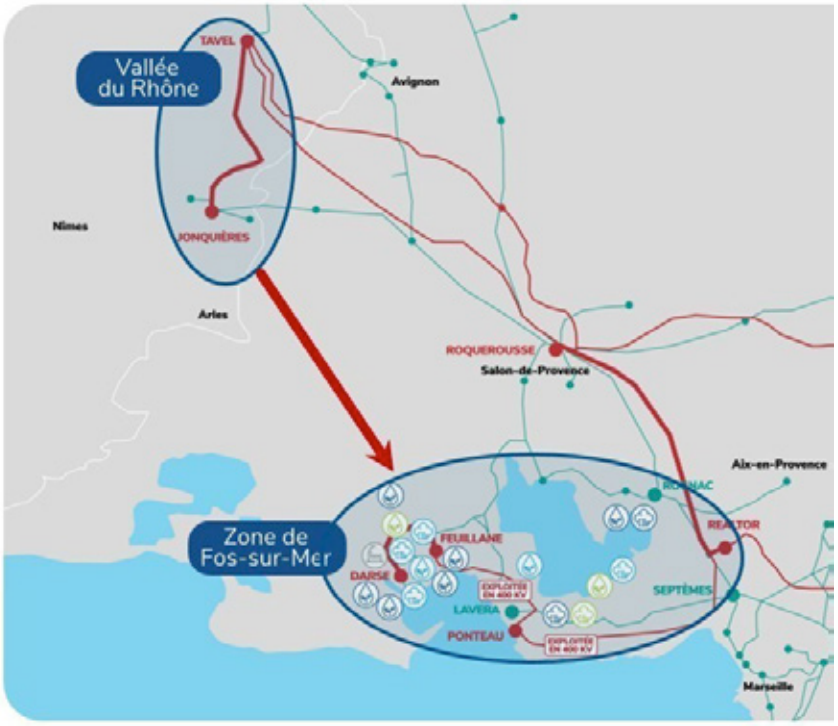


Figure 20: schéma de principe de la stratégie de creation d'un axe 400 kV entre Feuillane et Jonquières

5.3.2. Consistance technique

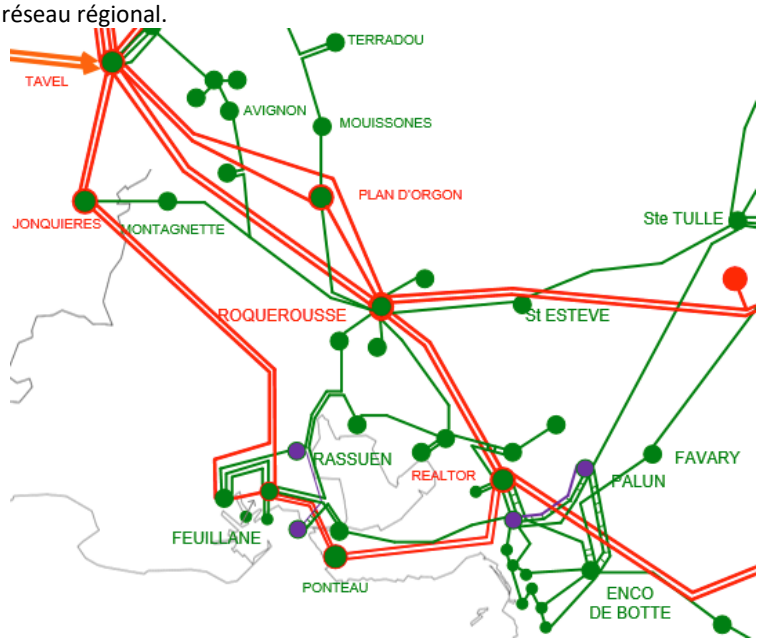
Les travaux consisteraient à :

- Créer une ligne aérienne 400 kV constituée de deux circuits sur environ 65 km entre les postes de Feuillane (commune de Fos-sur-Mer) et Jonquières (commune de Jonquières-Saint-Vincent).
- Construire, sans extensions foncières, 2 cellules 400 kV dans le poste de Jonquières et 2 cellules 400 kV dans le poste de Feuillane.

5.3.3. Impact sur le réseau

Les contraintes de transits, de tension et de qualité de l'électricité décrites dans le §4 suite à l'augmentation de consommation et en l'absence de développement du réseau de transport d'électricité sont résolues par la solution proposée.

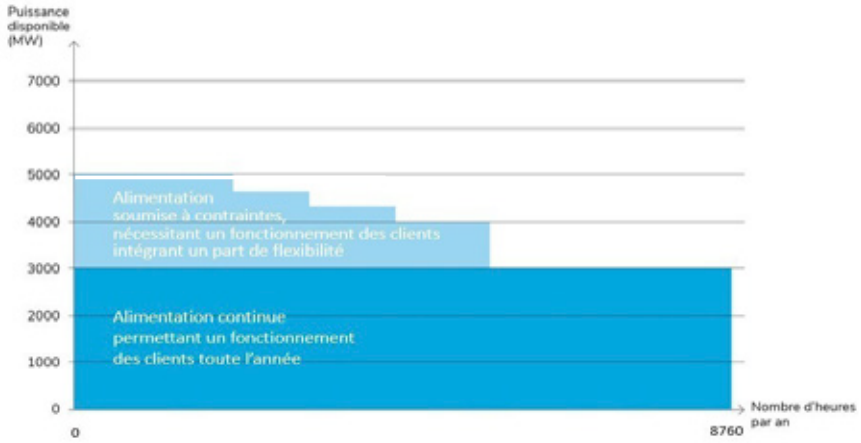
A 3000 MW de consommation supplémentaire, aucune contrainte de transit n'est présente sur l'ensemble du réseau régional.



Situation 5 : : réseau futur proposé : Aucune contrainte avec 3000 MW de consommation de plus qu'aujourd'hui et sans recours aux CCG de Fos-sur-Mer

5.3.4. Robustesse

Après création du nouvel axe 400 kV, la zone industrialo-portuaire pourra accueillir 4900 MW de consommations nouvelles, dont 1 900 MW assortis de mesures de flexibilités, c'est-à-dire des demandes de baisse de consommation à certaines heures de l'année. Cette capacité est calculée en faisant l'hypothèse que la consommation d'électricité repartira à la hausse dans le reste de la région, et qu'elle pourrait s'accroître d'environ 700 MW dans les 10 à 15 ans à venir : Ainsi, elle couvre les premiers besoins de raccordement de datacenters dans les Bouches-du-Rhône et d'électrification des usages des particuliers et du secteur tertiaire en Provence – Alpes – Côte d'Azur. Elle est garantie quelle que soit l'avenir du mix électrique régional. Avec ces hypothèses de croissance de consommation, les développements envisagés du réseau permettront de maitriser toutes les contraintes de transits, tension, qualité de l'électricité et de stabilité. Ils garantissent également la sécurité d'approvisionnement en électricité de toute la région et améliorent la résilience du réseau d'alimentation régional vis-à-vis du changement climatique, tout particulièrement face aux risques de feux de forêt et à l'impact des fortes chaleurs.



Le développement de la production locale renouvelable variable (photovoltaïques dans le cadre du S3RenR, éoliennes en mer dans le cadre de l'appel d'offre 6, voire de futurs gisements dans le cadre du débat de façade) est de nature à soulager les imports du réseau au moment où elle est présente mais pas à garantir à tout moment les besoins de la consommation industrielle. Ainsi, au-delà des 3000 MW précités, il pourrait être envisageable d'accueillir des projets supplémentaires à structure de réseau inchangé, dès lors que ceux-ci pourront offrir un degré de flexibilité suffisant. Ce degré de flexibilité dépendra lui-même de la quantité et de la diversité de la production renouvelable régionale. S'agissant des projets de production d'hydrogène, certains d'entre eux pourraient moduler leur fonctionnement pour bénéficier de l'apport de la production d'électricité renouvelable régionale. La technologie des électrolyseurs est a priori compatible avec une telle « flexibilité », mais elle suppose que les processus utilisant l'hydrogène soient eux-mêmes flexibles, ou alors que la région développe en parallèle des solutions pour stocker l'hydrogène et le restituer pendant les périodes d'arrêt de certains électrolyseurs.

La création du nouvel axe Feuillane-Jonquières doit être effective dès l'horizon 2028-2029, pour pouvoir accompagner les premiers projets industriels structurants de la zone (décarbonation de l'industrie sidérurgique, gigafactories de panneaux solaires,…) Elle doit ensuite permettre d'accompagner le mouvement de décarbonation jusqu'à l'horizon 2040. Toutefois, si la décarbonation et la réindustrialisation étaient plus rapides et profondes que le scénario retenu, un palier de développement supplémentaire pourrait être nécessaire à l'horizon 2035-2037.

5.3.5. Coût et rentabilité

Le coût de la solution proposée par RTE est estimé à **306 M€** aux conditions économiques de 2023. Ce montant intègre des risques techniques de réalisation et des risques liés aux mesures d'insertion.

5.4. Conclusion

Une analyse multicritères des différentes solutions envisagées est reprise dans le tableau ci-dessous :

	Création d'un ligne aérienne à 2 circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières	**Création d'une file aérienne à 2 circuits 400 kV entre Feuillane, Roquerousse et Tavel**
LINEAIRE DE LIGNE AERIENNE A DOUBLE CIRCUITS 400 kV A CREER	65 km	110 km
EXPLOITABILITE / RESILIENCE	Capable de reprendre un N-2 Tavel Réaltor	Tous les axes 400 kV alimentant la Provence-Alpes-Côte d'Azur sont situés dans un même corridor de 10 km de large pendant 60 km : risque de mode commun (en particulier en cas de feu de forêt) important
CONTRAINTES TECHNIQUES	Servitudes aéronautiques 49 mètres max	
IMPACTS MILIEUX NATURELS	Avifaune PNR de Camargue RNN	Avifaune PNR des Alpilles RNN
IMPACTS MILIEUX HUMAINS	Faible densité	Nombreuses zones urbanisées entre Roquerousse et Tavel
ACCEPABILITE / SYMBOLES	Camargue Proximité d'Arles, Unesco	Alpilles Proximité d'Arles, Unesco
IMPACT SUR LES AUTRES PROJETS RTE		
COUT	**306 M€**	**510 M€**

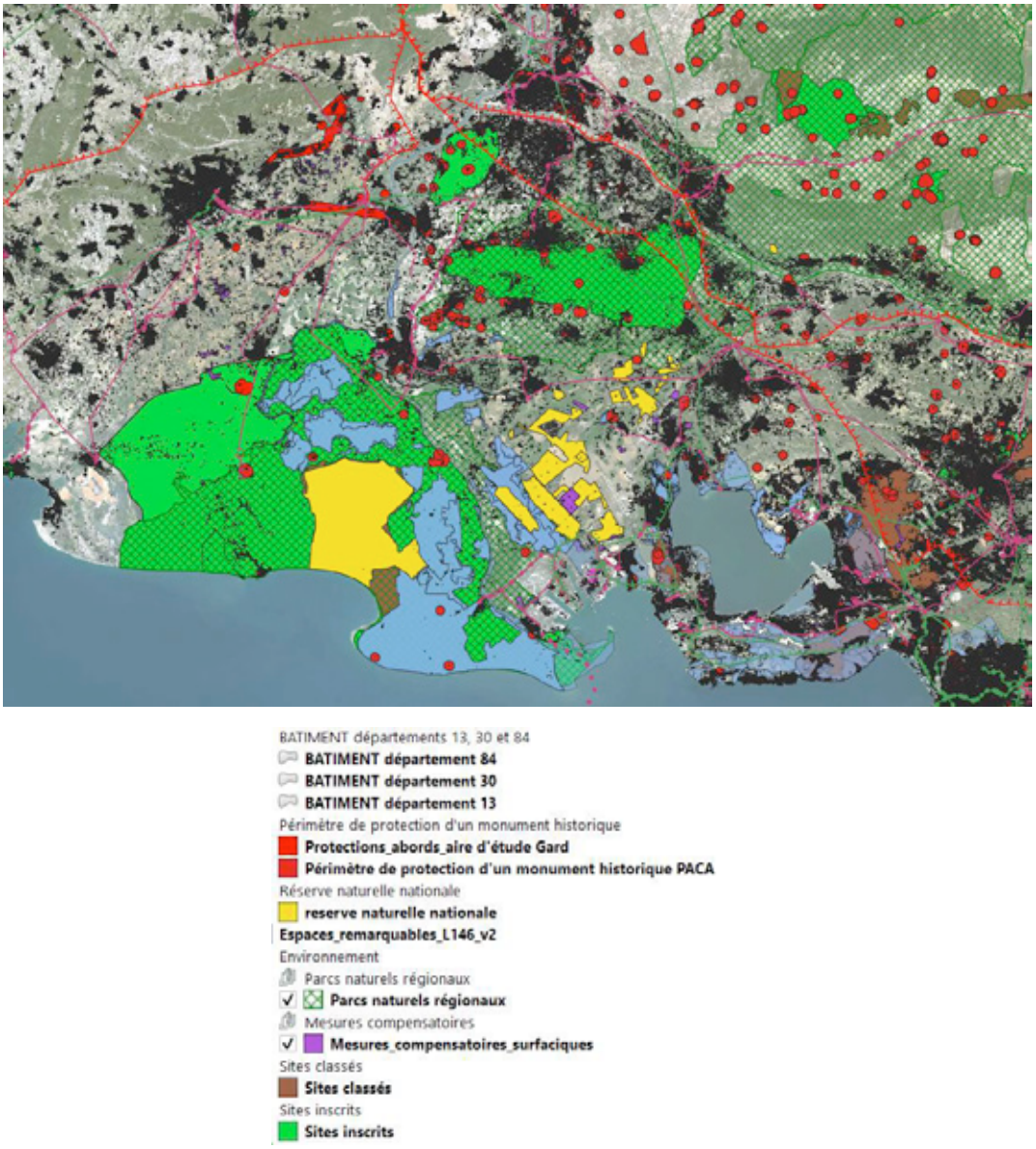


Figure 21: carte des principales contraintes du territoire des solutions envisagées

Compte-tenu des éléments ci-dessus, la solution proposée représente le meilleur compromis environnemental, technique et économique. Cette solution consiste à créer une ligne aérienne à deux circuits 400 kV entre les postes de Feuillane et de Jonquières.

6. ELEMENTS D'APPRECIATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

6.1. Une zone à dominante agricole, assez peu urbanisée

En dehors des cœurs de ville de Arles, Beaucaire et Tarascon, l'urbanisation est peu dense.

Avec un peu plus de 50 000 habitants, Arles constitue la principale agglomération de la zone d'étude. Bordée par le Rhône à l'ouest, la ville se positionne à la croisée de grands espaces naturels que sont la plaine du Trébon au nord, les Alpilles à l'est, la Crau au sud-est et la Camargue au sud-ouest.

Tarascon dans les Bouches-du-Rhône et Beaucaire dans le Gard situées de part et d'autres du Rhône regroupent environ 15 000 habitants chacune.

En raison des risques d'inondation, l'habitat de la vallée du Rhône et la Camargue arlésienne est clairsemé, constitué principalement de mas et de quelques villages.

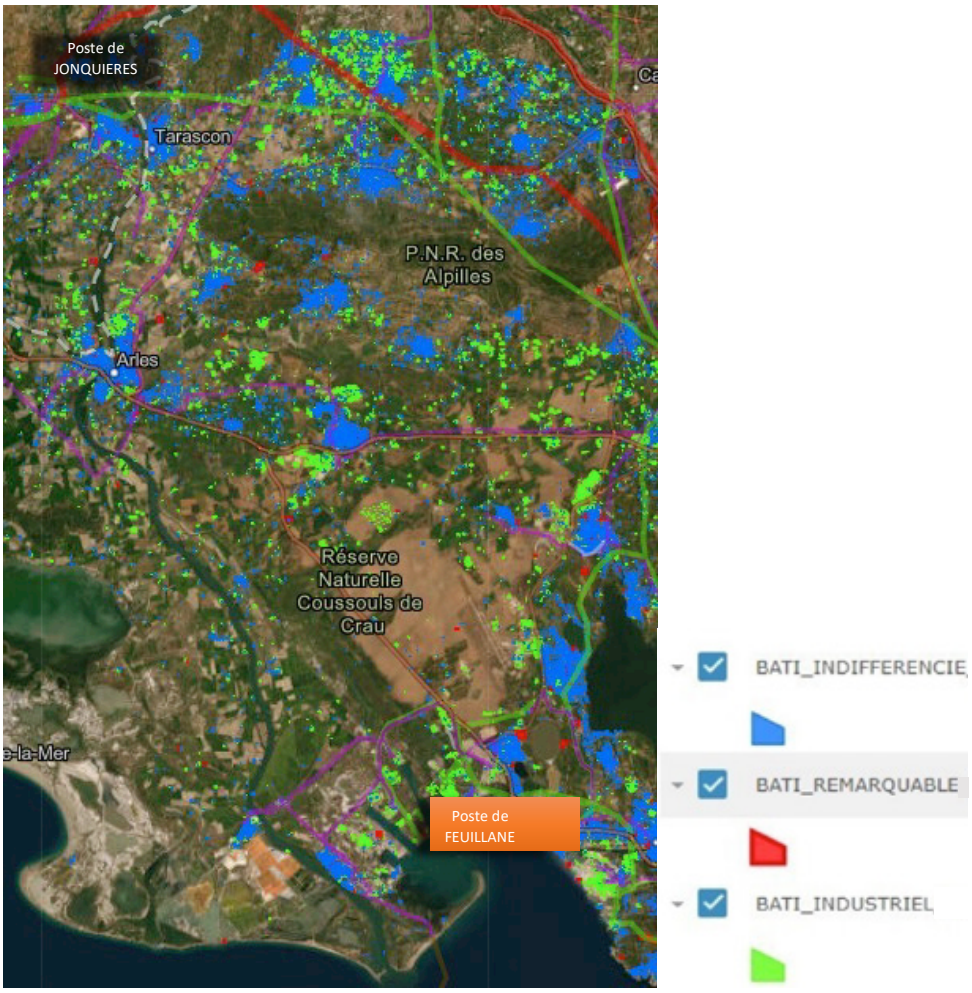


Figure 22: répartition du bati entre Jonquières et Feuillane

40

Le territoire se caractérise par une activité agricole diversifiée façonnant les paysages du territoire :

- Au sud, la zone est découpée par le canal d'Arles à Bouc en 2 secteurs agricoles distincts avec au nord les estives et landes de la Crau sèche et au sud une zone dédiée principalement aux grandes cultures (on notera également la présence d'un grand secteur viticole d'environ 400 ha)
- Pour la partie centrale, sur Arles et Saint Martin de Crau en rive gauche du canal d'Arles à Bouc prédomine les prairies de foin de Crau et autres cultures fourragères, la partie ouest du périmètre à partir de la rive droite du canal d'Arles à Bouc, et les zones autour du Rhône, sont dédiées principalement aux grandes cultures (y compris le riz) et à la culture de la tomate industrielle
- Le nord du périmètre (Tarascon, Beaucaire et Jonquières) concentre une grande partie des vignes et vergers

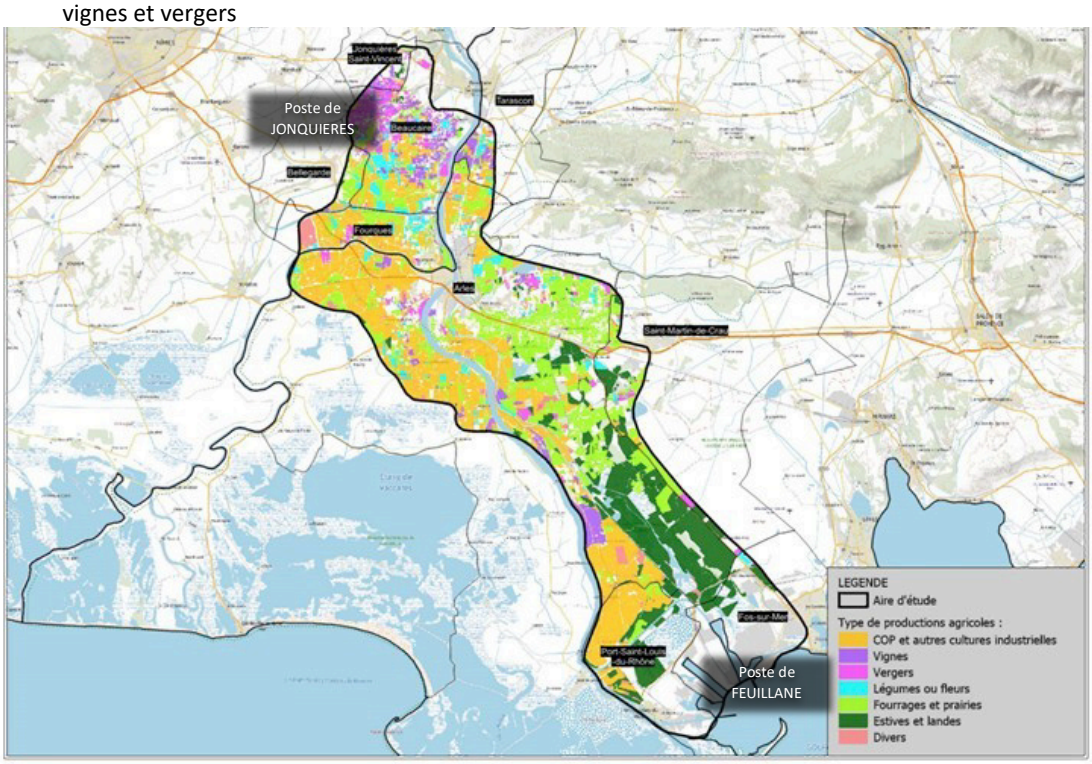


Figure 23: type de productions agricoles entre Jonquières et Feuillane

Les principales productions agricoles sont les suivantes :

- Foin de Crau

La production de foin de Crau est une production de haute qualité, de renommée internationale. Elle se distingue par son rôle prépondérant dans le maintien de l'écosystème local avec sa participation au rechargement de la nappe de la Crau. Le foin de Crau est le premier aliment pour animaux à avoir obtenu une Appellation d'origine protégée (AOP).

- Riz et autres grandes cultures

La Camargue constitue la première région de France productrice de riz. Environ 20% des surfaces sont cultivées en agriculture biologique. En 2000, une Indication Géographique Protégée (IGP)

« Riz de Camargue » a été obtenue, attestant de l'origine du produit et de sa qualité, sur toute la filière.

- Viticulture

Les vignes destinées à la production de vins (vignes de cuve) sont cultivées en rive gauche du Rhône, principalement autour des Alpilles, en Camargue et sur Tarascon et en rive droite du Rhône, sur Beaucaire et Jonquières.

La qualité du terroir viticole est reconnue par 6 signes de qualité, IGP ou AOC, dont l'AOC Costières de Nîmes. Les surfaces en vignes représentent plus de 2 200 ha, principalement situées sur la partie gardoise de l'aire d'étude.

- Arboriculture et oléiculture

Les surfaces totales en fruits et autres cultures permanentes représentent sur l'ensemble du territoire concerné plus de 1 641 hectares, principalement situées sur Beaucaire et Jonquières. De nombreux producteurs sont en agriculture biologique. Les cultures produites sont les olives, les pommes, les poires, les abricots, les pêches, les prunes et les nectarines.

- Maraichage, cultures légumières et fleurs

Les surfaces en maraichage, cultures légumières et fleurs représentent 1 677 ha sur le territoire concerné, soit un peu moins de 5%.

- Élevage

L'élevage ovin est emblématique du territoire et participe à la préservation de l'écosystème de la Crau. On le trouve principalement dans la Crau sèche et ponctuellement en Crau humide, pour la pâture en automne des prairies de foin de Crau. Les communes d'Arles et Saint Martin de Crau concentre l'essentiel de la production ovine.

L'élevage bovin est en forte progression depuis 20 ans. Il est principalement localisé à l'est et au sud d'Arles et dans les grands marais Camarguais. Il est destiné principalement à la production de taureaux de Camargue. A noter le lien fort entre élevage taurin et élevage équin, plus particulièrement avec l'élevage de chevaux de race Camargue.

6.2. Une grande richesse environnementale

Les zonages d'inventaire naturel ou réglementaire mettent en exergue :

- La Camargue

Le delta du Rhône est le seul delta de France et le second par l'importance en Méditerranée. Il possède des milieux (steppes salées, lagunes, marais…) peu souvent rencontrés ailleurs sur une telle étendue, jouant ainsi un rôle de refuge pour de nombreuses espèces rares de plantes et d'animaux. Placé sur le trajet des grandes migrations Nord/Sud, il constitue un site d'alimentation et de repos pour d'innombrables oiseaux. Le delta est donc une escale extrêmement prisée. Peu exposé au gel des eaux, il est aussi très attractif en hiver spécialement pour les oiseaux d'eau.

Zone humide d'importance, la Camargue se distingue en Europe par la richesse biologique de ses écosystèmes. De plus, la juxtaposition de milieux diff érents sur un grand espace constitue un fort intérêt, notamment pour l'avifaune. Elle accueille de nombreuses espèces animales et végétales dont certaines sont emblématiques du territoire, telles le flamant rose, la salicorne ou encore le lis des sables.

La Camargue est protégée à divers titres, notamment en tant que Réserve Naturelle Nationale (13 117 ha) principalement au niveau de l'étang de Vaccarès et Réserve Naturelle Nationale (1 200 ha) de Vigueirat ; une partie du territoire est protégée par le réseau Natura 2000. En outre, 193 000 ha sont classés en Réserve de biosphère et 114 000 ha de la Camargue gardoise et de l'Île de Camargue sont inscrits sur la liste des zones humides d'importance internationale de la convention de Ramsar. Ces protections sont reprises dans les documents d'urbanisme.

Enfin, depuis 1970, le Parc naturel régional de Camargue veille à la préservation et au développement de ce territoire.

- La plaine de la Crau

Le coussoul correspond à un paysage ouvert de steppe caillouteuse, utilisé pour le pâturage des moutons entre février et juin. Il abrite peu de plantes rares ou menacées mais l'association des plantes qui le constituent en fait une communauté végétale originale et, comme toutes les pelouses sèches méditerranéennes, cette communauté est protégée au titre de la Directive Habitats (Natura 2000). Pour protéger cet espace unique, la Réserve Naturelle Nationale des Coussouls de Crau (RNCC) a été créée en 2001.

En 2004, le Conservatoire d'Espaces Naturels de Provence-Alpes-Côte d'Azur et la Chambre d'agriculture des Bouches-du-Rhône ont été désignés comme co-gestionnaires de cette réserve de 7 500 ha qui est pâturée par quelque 40 000 brebis chaque année.

Véritable charnière entre le delta du Rhône et la plaine aride de la Crau, les marais de Raphèle abritent des milieux humides au pied des Alpilles. Ces espaces sont déjà protégés via la Directive Habitats (Natura 2000), néanmoins afin de maintenir et renforcer les relations entre ces différents espaces, un projet de création d'une Réserve Naturelle Régionale (RNR) est en cours au niveau du Marais de Meyranne. Cette démarche est menée avec l'appui du Conservatoire du littoral et de la Région Sud – Provence – Alpes – Côte d'Azur.

La richesse de cet espace est par ailleurs confirmée par l'extension étudiée par le PNR des Alpilles dans sa Charte 2022-2037.

- Les Alpilles

Ces paysages provençaux relativement préservés offrent une grande diversité de milieux (arboriculture méditerranéenne classique avec oliviers, figuiers, amandiers), garrigues pelouses. Cette diversité est génératrice d'une grande richesse faunistique qui se révèle par la présence de l'ensemble des grands rapaces typiques de Provence, mais aussi par la variété des chiroptères et la présence d'une flore originale.

Le massif est couvert à la fois par les Directive Habitats et Oiseaux (Natura 2000) et par la Parc Naturel régional des Alpilles créé en 2007 et qui s'étend sur l'ensemble du massif préalpin calcaire des Alpilles et sur ses abords immédiats (Crau, rives de la Durance) et jusqu'à Arles avec l'extension étudiée dans sa Charte 2022-2037.



Figure 24: principales composantes du patrimoine et du paysage entre Jonquières et Feuillane

Le reste du territoire présente des milieux intéressants mais plus ponctuels et localisés et moins emblématiques.

Ainsi, entre Beaucaire/Tarascon et Arles, le Rhône traverse une plaine à la fois agricole, urbaine et industrielle. Sur ce secteur, le fleuve a fait l'objet de très nombreux aménagements hydrauliques pour le rendre navigable et permettre la production d'énergie électrique : ses berges sont endiguées et des contre-canaux le longent pour récupérer et drainer les écoulements et les eaux d'infiltration au pied des digues.

Bien que très artificialisé, il conserve çà et là quelques vestiges d'un fonctionnement hydraulique naturel avec des îles, des bras morts et une ripisylve en bon état. Ces milieux naturels restent cependant peu étendus et sont morcelés.

De la même façon, le plateau des Costières est très anthropisé, largement investi par l'agriculture.

Néanmoins, il abrite quelques espèces d'intérêt communautaire.

Ces deux ensembles sont néanmoins identifiés au SRADDET Occitanie comme des réservoirs de biodiversité reliés par des corridors, du fait notamment des nombreuses haies brise-vent. Le maillage de haies assure le maintien de la biodiversité, de la faune et de la flore qui utilisent les haies pour nicher, s'abriter ou se déplacer.

6.3. Une activité touristique importante

L'activité touristique constitue un atout majeur du territoire étudié avec notamment Arles, ses activités culturelles et son patrimoine chargé d'histoire, le parc naturel régional de Camargue (faune, flore, traditions à découvrir, à pied, à vélo ou en voiture), les Alpilles (paysage et patrimoine), les plages toutes proches.

Les pistes cyclables sont nombreuses avec notamment la ViaRhôna qui traverse l'aire d'étude du nord au sud en longeant le Grand Rhône.

7. PROCEDURES ADMINISTRATIVES

7.1. Concertation préalable du public

Ce projet de création d'une ligne à 400 kV de plus de 10 km relève au titre du droit commun, d'une concertation préalable du public sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) au regard des articles L.121-1 et suivants et R. 121-2 et suivants du Code de l'environnement.

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ouvre la possibilité, dans son alinéa II de l'article 27, que cette concertation préalable soit menée sous l'égide du Préfet.

En permettant de coordonner la concretation préalable du public et la concertation « Fontaine », cette procédure devrait permettre d'assurer une mise en conduite à horizon 2028 pour répondre aux échéances de raccordements des installations des clients.

7.2. Concertation « Fontaine »

La création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre dans le champ de la circulaire du 9 septembre 2002 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité (dite « circulaire Fontaine »), qui prévoit l'organisation d'une concertation préalable sous l'égide des préfets des Bouches du Rhône et du Gard, et qui a pour objectifs :

- De valider une aire d'étude, un fuseau de moindre impact où seront recherchées les solutions d'implantation des ouvrages à construire ;
- De définir avec les acteurs du territoire, les caractéristiques du projet ainsi que les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement du projet ;
- D'apporter une information de qualité aux populations concernées par le projet.

Ce projet se situant sur 2 départements (Bouche du Rhône et Gard) et 2 régions (Provence – Alpes – Côte d'Azur et Occitanie), la désignation d'un Préfet coordonateur sera nécessaire.

Cette concertation donne lieu à une consultation des services de l'État, des élus et des associations qui porte sur :

- Les raisons du projet ;
- La délimitation de l'aire d'étude ;
- Le recensement des différentes sensibilités environnementales de cette aire d'étude ;
- La présentation et la validation du fuseau de moindre impact.

7.3. Conventionnement

Une fois le fuseau de moindre impact validé et les études de détail réalisées pour la création de la ligne aérienne à deux circuits 400 kV, une phase de recherche de conventionnement à l'amiable auprès des propriétaires pour le passage des liaisons aériennes sera engagée. Une convention de servitude sera proposée à chaque propriétaire concerné par la ligne aérienne.

7.4. Evaluation environnementale

L'évaluation environnementale concerne les projets ayant un impact notable sur l'environnement. Il s'agit d'un processus constitué successivement de :

- La rédaction de l'étude d'impact qui a pour but d'étudier les incidences du projet sur l'environnement et la santé ;
- La consultation de l'autorité environnementale, des services de l'Etat et des collectivités territoriales concernées et de leurs groupements ;
- La participation du public via l'enquête publique ;
- L'examen, par l'autorité compétente pour autoriser le projet, de l'étude d'impact et des informations issues des consultations/participation.

Lorsqu'un projet est soumis à évaluation environnementale, l'étude d'impact est jointe au dossier dès la première demande d'autorisation et donne lieu à enquête publique. L' étude d'impact est élaborée sur un tracé de principe une fois que le fuseau/emplacement de moindre impact a été validé.

L'étude d'impact est soumise à l'autorité environnementale pour avis. Cet avis doit être joint au dossier d'enquête publique.

Les mesures d'Évitement, de Réduction et de Compensation proposées dans l'étude d'impact seront prescrites par l'autorité compétente dans la décision administrative ainsi délivrée.

L'alinéa III de l'article 27 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ouvre la possibilité d'être dispensé, à titre exceptionnel, d'évaluation environnementale pour les projets de raccordement localisés sur des sites dont la liste sera fixée par un décret à venir. Cette dispense est accordée par le ministre chargé de l'environnement.

Un dossier est mis à la disposition du public qui comprend :

- Le projet de décision de dispense du ministre ;
- Un dossier établi par le porteur de projet présentant une analyse des incidences notables de ces projets sur l'environnement et la santé humaine assortie, le cas échéant, des mesures de compensation qu'il prévoit ;
- Les raisons pour lesquelles l'application de la procédure d'évaluation environnementale porterait atteinte à la finalité poursuivie par ces projets.

Avant la délivrance de la décision de dispense, le ministre chargé de l'environnement informe la Commission européenne du projet de décision et lui communique les informations mises à la disposition du public.

7.5. Déclaration d'utilité publique

La déclaration d'utilité publique (DUP), délivrée par l'administration, prononce le caractère d'intérêt général d'un projet d'ouvrage électrique. Elle permet, si besoin, la mise en œuvre des procédures de mise en servitude légale, dès lors que les démarches de conventionnement amiable ne peuvent aboutir avec les propriétaires concernés.

5.1.1. Remplacement de la ligne double circuit à 400 kV Tavel – Réaltor – Ponteau - Feuillane par une ligne quadruple circuit 27
5.1.2. Création de liaisons souterraines à 525 kV en courant continu 28
5.1.3. Création de liaisons « sous-fluviales » à 525 kV courant continu dans le Rhône 29
5.1.4. Création de liaisons sous-marines à 525 kV en courant continu entre Fos-sur-Mer et la région Occitanie 29
5.1.5. Création d'une liaison souterraine à 400 kV en courant alternatif 31
5.1.6. Création d'une liaison aérienne simple terne en courant alternatif 32

5.2. Solution envisagée : création d'une file aérienne à 2 circuits 400 kV entre Feuillane, Roquerousse et Tavel 33

5.3. Solution proposée : création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 kV entre Feuillane et Jonquières 35
5.3.1. Principe 35
5.3.2. Consistance technique 35
5.3.3. Impact sur le réseau 36
5.3.4. Robustesse 36
5.3.5. Coût et rentabilité 37

5.4. Conclusion 38

6. ELEMENTS D'APPRECIATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL 40

6.1. Une zone à dominante agricole, assez peu urbanisée 40

6.2. Une grande richesse environnementale 42

6.3. Une activité touristique importante 45

7. PROCEDURES ADMINISTRATIVES 46

7.1. Concertation préalable du public 46

7.2. Concertation « Fontaine » 46

7.3. Conventionnement 46

7.4. Evaluation environnementale 47

7.5. Déclaration d'utilité publique 47

7.6. L'approbation du projet d'ouvrage (APO) et consultation des maires et gestionnaires de domaines publics 48

7.7. Plan de Contrôle et de Surveillance (PCS) 48

7.8. Autres autorisations 49

8. PLANNING PREVISIONNEL DU PROJET 50

La valeur limite du champ magnétique 50Hz ne devant pas être dépassée est fixée par l'article 12bis de l'arrêté technique du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.

Par ailleurs, RTE surveillera, tous les dix ans, à l'aide de la dernière version à jour de la base de données CORINE Land Cover, l'évolution de l'environnement sous la ligne. Dans le cas où cette évolution amènerait à augmenter l'exposition des personnes au champ magnétique 50 Hz émis par la ligne, le PCS serait amendé de sorte à prendre cela en compte. En tant que de besoin, de nouvelles mesures pourraient être réalisées.

Les lignes électriques faisant l'objet d'une surveillance des ondes électriques sont :

- Tous les ouvrages dont la tension d'exploitation est de 400 kV.
- Les ouvrages 225, 150, 90 et 63 kV dont l'intensité en régime de service permanent, est supérieure à 400 A.

7.8. Autres autorisations

Selon les enjeux recensés dans la zone d'étude et de l'emprise, le projet pourrait être concerné par une autorisation au titre de la Loi sur l'eau (nomenclature IOTA). Les études de détail permettront de déterminer si les travaux relèvent du régime de l'autorisation.

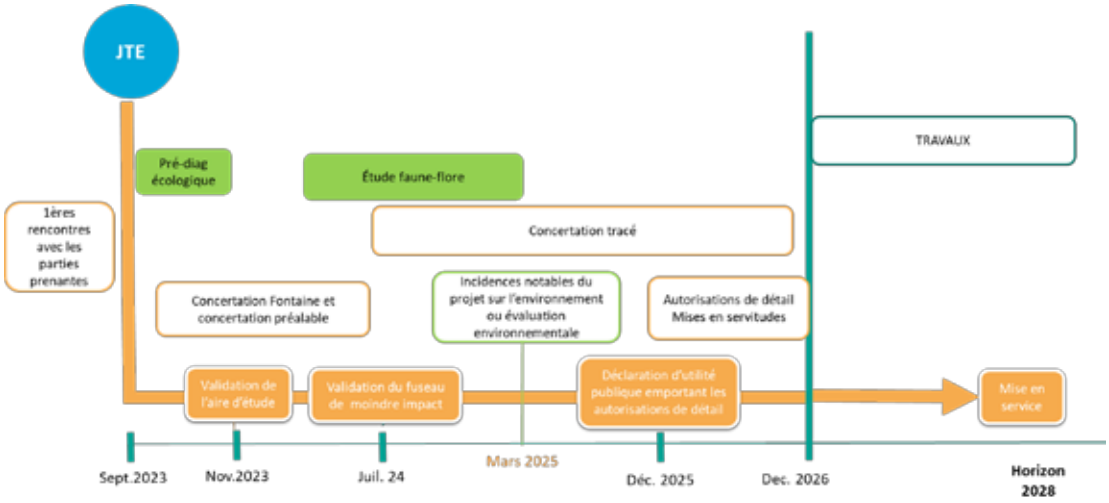
Le projet pourrait par ailleurs donner lieu à :

- Autorisation de défrichement ;
- Dérogation aux interdictions édictées pour la conservation des sites d'intérêt géologiques, d'habitats naturels, d'espèces animales non domestiques ou végétales non cultivées et de leurs habitats.

Les études de détails et les inventaires faune, flore, habitat permettront de déterminer précisément les autorisations administratives requises.

Enfin, la ligne aérienne sera installée en partie en domaine portuaire, une convention d'occupation du domaine du GPMM sera conclue.

8. PLANNING PREVISIONNEL DU PROJET



FIN DU DOCUMENT

Le réseau de transport d'électricité

Décarbonation et attractivité de la zone industrielle de Fos-sur-Mer

Création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent









Complément d'étude sur les stratégies souterraines écartées

RÉGIONS PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR ET OCCITANIE

Départements des Bouches-du-Rhône et du Gard

Juin 2024

Le réseau de transport d'électricité

Propos introductif

Lors des sessions de concertation préalable du public qui se sont tenues dans le cadre du projet de création de la nouvelle liaison électrique entre les postes électriques de Feuillane, dans les Bouches du Rhône (13), et de Jonquières-Saint-Vincent, dans le Gard (30), les parties prenantes et le public ont souhaité que soient expliquées de manière détaillée les raisons du choix de la technologie aérienne pour le projet. C'est dans ce contexte que le préfet de la région PACA a demandé à RTE d'expliquer les raisons pour lesquelles les stratégies de liaisons souterraines ont été écartées.

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, dans le cadre de ses obligations de service public, RTE a le devoir de choisir une technologie qui respecte à la fois l'environnement, les normes de sécurité et les besoins en énergie à moyen terme de la région, tout en prenant en compte les critères technico-économiques et les risques associés aux différentes stratégies. Il a également le devoir de communiquer les informations nécessaires à ce que les décisions de développement du réseau soient prises de manière éclairée, proportionnée à l'enjeu et se fondent sur des critères de bénéfices pour la collectivité.

Dans cette note technique, RTE expose de manière transparente les justifications du choix d'une liaison aérienne, en détaillant les solutions écartées (technologies souterraines en courant alternatif et en courant continu).

L'ensemble des données de ce document est présenté sur la base des connaissances et des études à date.

Le réseau de transport d'électricité

Sommaire

1. Objet du complément d'étude 4
1.1. Présentation du projet 4
1.2. Une étude pour répondre aux interrogations de la concertation 5
2. Besoins fonctionnels auxquels le projet doit répondre 7
2.1. Une stratégie qui nécessite une capacité de transit de 4 400 MW 7
2.2. Une stratégie qui nécessite une mise en œuvre à horizon 2028 8
2.3. Une stratégie qui nécessite le développement du réseau de grand transport d'électricité 8
2.4. Une stratégie qui nécessite des garanties d'un haut niveau de fiabilité 9
3. Technologie souterraine en courant alternatif (HVAC) et application 10
3.1. Contraintes générées par une liaison souterraine à courant alternatif vs liaison aérienne 10
3.2. Références nationales et internationales : transport de très forte puissance (2000 MVA) 13
3.3. Etude d'une stratégie « liaison souterraine en 400 000 volts HVAC sur un tracé » 16
3.4. Etude d'une stratégie « liaison souterraine 400 000 volts HVAC sur deux tracés » 21
3.5. Etude d'une stratégie d'enfouissement partiel 400 000 volts HVAC (siphon) 26
3.6. Etude d'une stratégie « liaison souterraine à 225 000 volts HVAC » 28
3.7. Caractérisation des stratégies en technologie souterraine courant alternatif 30
3.8. Conclusion 33
4. Technologie souterraine en courant continu (HVDC) et application 34
4.1. Différence entre courant continu (HVDC) et courant alternatif (HVAC) 34
4.2. Références nationales et internationales 37
4.3. Hypothèses d'étude d'une stratégie liaison souterraine HVDC 38
4.4. Etude d'une stratégie « liaisons souterraines HVDC terrestres » 38
4.5. Etude d'une stratégie liaison souterraine HVDC sous-fluviale 43
4.6. Caractérisation des solutions en technologie souterraine courant continu 46
4.7. Conclusion 51
ANNEXES 52

1. Objet du complément d'étude

1.1. Présentation du projet

Doublement de la consommation d'électricité de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur

La zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer est l'une des plus importantes d'Europe. Véritable moteur de l'industrie régionale et nationale, cet espace concentre plusieurs grands sites sidérurgiques et pétrochimiques, trois raffineries et deux terminaux méthaniers et génère d'importantes émissions de CO_2 (deux tiers des émissions de CO_2 de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur et neuf dixièmes des émissions industrielles).

Pour participer à l'atteinte des objectifs de division par deux des émissions françaises de gaz à effet de serre au cours de la prochaine décennie, les industriels sont engagés dans une profonde mutation visant à remplacer l'utilisation des énergies fossiles par d'autres formes d'énergie et ainsi à réduire leurs émissions de 35 % d'ici 2030. La pérennité des entreprises implantées dans la zone industrialo-portuaire est directement liée à leur capacité à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.

Ce mouvement se traduit par une augmentation considérable des besoins en électricité de la zone. Les projets de remplacement des énergies fossiles (fioul, charbon, etc.) par l'énergie électrique concernent **:**

- **entre 1 000 et 1 500 MW** correspondant à des demandes de raccordement émanant **d'industriels déjà présents** sur la zone, dans le cadre de leur décarbonation. Ces besoins sont donc considérés comme hautement probables, car il s'agit du maintien d'activités industrielles existantes ;
- la production d'hydrogène bas-carbone : cet hydrogène peut être utilisé en substitution à l'hydrogène gris, fabriqué à partir de gaz naturel suivant un procédé de vaporeformage fortement émetteur de CO_2, notamment dans :
    - la production de carburants de synthèse , (),
    - la réduction directe du minerai de fer (pour obtenir du DRI bas-carbone, nécessaire pour la production d'acier « vert »).
    - le domaine thermique où l'utilisation de l'hydrogène contribue à la décarbonation des usages. RTE a d'ores et déjà reçu pour plus de **5 000 MW cumulés** de demandes de raccordement uniquement pour **des électrolyseurs** (l'électrolyse est le procédé permettant de produire de l'hydrogène bas-carbone à partir d'eau et d'électricité bas-carbone) ;
- de plus, un projet de réindustrialisation, une **giga-usine de panneaux solaires**, attiré par l'écosystème industriel et les facilités logistiques déjà présents sur cette zone, a également demandé un raccordement d'une puissance importante.

Ces demandes conséquentes interviennent dans un contexte global de hausse des besoins en électricité avec notamment l'électrification des usages pour les particuliers dans les deux domaines-clés du bâtiment et des transports[1], l'accueil de datacenters, l'électrification des quais pour les bateaux de croisière (comme à Marseille), et des projets de réindustrialisation.

[1] Véhicules des particuliers et des entreprises (aucun véhicule émetteur de CO2 en vente après 2035), flottes de bus électriques, et plus largement développement des transports en commun électriques (metro, tramway, trambus, télécabines) des intercommunalités, électrification des avions au sol et des navires à quai (en application du règlement européen AFIR)

Une nouvelle liaison électrique entre Fos-sur-Mer (13) et Jonquières-Saint-Vincent (30)

Le territoire qui s'étend de Jonquières-Saint-Vincent jusqu'à la frontière italienne ne produit actuellement que 40 % de l'électricité qu'il consomme. L'électricité non produite localement doit être importée depuis la vallée du Rhône. Le développement des moyens de production et notamment l'éolien offshore et le photovoltaïque (production intermittente) contribuera à améliorer l'équilibre du bilan électrique de cette partie du territoire tout en restant insuffisant pour satisfaire l'ensemble des futurs besoins en électricité.

Afin de choisir la stratégie la plus adaptée du point de vue de l'efficacité technique, du coût et de l'impact environnemental, RTE a en premier lieu étudié et lancé plusieurs actions sur le réseau : des optimisations et des renforcements du réseau sont en cours pour utiliser au mieux le réseau existant. C'est notamment le cas au travers du renforcement de l'axe Ponteau – Feuillane – Réaltor que RTE fait évoluer d'une technologie 225kV à 400kV afin d'augmenter la capacité d'approvisionnement électrique de la zone.

Les études réalisées par RTE montrent que, même après ces optimisations et renforcements, et **compte tenu du volume des besoins (plusieurs GW)** de consommation d'électricité sur la région à horizon 2028 et pour garantir la sécurisation de l'alimentation électrique**, il est nécessaire de disposer d'un nouvel axe électrique à 400 000 volts** entre la zone industrialo-portuaire et les sites de production d'électricité situés dans la Vallée du Rhône.

RTE a étudié l'ensemble des solutions de développement du réseau et pour des raisons technico-économiques, **seule la technologie aérienne en courant alternatif est adaptée aux enjeux** d'alimentation des clients industriels et de sécurisation de l'alimentation électrique de la région dans un contexte de doublement de sa consommation électrique.

Le projet consiste donc en la création d'une ligne électrique à 400 000 volts à double circuit de très forte capacité, d'environ 65 kilomètres de long. Son planning prévisionnel est présenté en annexe 2.

1.2. Une étude pour répondre aux interrogations de la concertation

- Certaines stratégies ont été écartées en amont de la concertation

Tous les projets de construction ou de réhabilitation du réseau public de transport d'électricité (RPT) sont encadrés par des procédures administratives qui garantissent la légalité et la pérennité des ouvrages.

La création d'une liaison aérienne à deux circuits 400 000 volts entre dans le champ de la circulaire du 9 septembre 2002 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité dite « circulaire Fontaine ». A ce titre, en amont du lancement de la concertation, RTE a soumis un dossier de Justification Technico-Economique (JTE) à l'Etat qui l'a déclarée recevable le 17 octobre 2023.

La JTE présente l'objet du projet et propose de lancer la concertation sur les stratégies qui permettent de répondre au besoin et en considérant l'optimum technico-économique.

Le réseau de transport d'électricité

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

Lorsque les contraintes identifiées nécessitent un développement du réseau, RTE envisage plusieurs stratégies.

Les stratégies qui ne permettent pas de répondre au besoin pour des raisons de faisabilité technique, de planning/délais et/ou de coût sont écartées. Seules la ou les solutions qui répondent au besoin font l'objet d'études plus poussées afin d'éclairer la concertation préalable.

Sur le projet de création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent, plusieurs stratégies ont été écartées lors de la soumission du dossier de justification technico-économique car elles ne répondaient pas au besoin d'un point de vue technico-économique. Ces stratégies sont :

- Le remplacement de la ligne à2 circuits 400 000 volts Tavel Réaltor Ponteau Feuillane par une ligne à quadruple circuits ;
- La création de liaisons souterraines à 525 000 volts en courant continu ;
- La création de liaisons sous-fluviales à 525 000 volts en courant continu dans le Rhône ;
- La création de liaisons sous-marines à 525 000 volts en courant continu entre Fos-sur-Mer et la région Occitanie ;
- La création de liaisons souterraines à 400 000 volts en courant alternatif ;
- La création d'une liaison aérienne à 1 circuit en courant alternatif.

- <u>La concertation sur le projet Feuillane-Jonquières s'est tenue dans l'ensemble de ses composantes</u>

La concertation sur le projet a eu lieu en plusieurs étapes et s'articule entre la concertation des parties prenantes dans le cadre de la circulaire Fontaine et la concertation ad hoc du public organisée en application de l'article 27 de la loi APER.
La première étape a consisté à rencontrer les parties prenantes, dans le cadre de la concertation Fontaine, pour leur exposer le besoin auquel répond le projet et les modalités de la concertation. Elle s'est achevée avec la **validation de l'aire d'étude le 16 novembre 2023** par le préfet coordonnateur. Elle est le résultat d'une pré-concertation menée auprès de près de 150 acteurs locaux, à la fois acteurs privés, associations et pouvoirs publics. Cette zone de 615 km² concerne :

- 2 régions administratives (la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, avec le département des Bouches-du-Rhône et, la région Occitanie, avec le département du Gard) ;
- 10 communes : Fos-sur-Mer, Port-Saint-Louis-du-Rhône, Arles, Saint-Martin-de-Crau, Tarascon, Beaucaire, Bellegarde, Fourques, Jonquières-Saint-Vincent, et Vallabrègues.

A partir d'une première analyse du territoire traversé sous toutes les dimensions, la deuxième étape a consisté à proposer des hypothèses de passages possibles (appelés fuseaux) au sein desquels la ligne électrique pourra se positionner. En s'appuyant sur une cinquantaine de rendez-vous de concertation complémentaires, et une analyse des enjeux de l'aire d'étude,

des passages possibles pour ces fuseaux ont été identifiés. Au total 8 alternatives ont été identifiées et soumises à la concertation.

La troisième étape, dont les modalités ont été définies par arrêté interpréfectoral du 21 décembre 2023, dans le cadre particulier régi par l'article 27 de la loi APER[2], a été le **lancement d'une concertation ad hoc permettant notamment de recueillir les contributions du public** sur l'aire d'étude et les propositions de fuseaux. Elle s'est **tenue du lundi 12 février au dimanche 7 avril 2024**. Le public a pu se renseigner, questionner et donner son avis lors de cette phase de concertation, notamment au travers du dispositif de concertation décrit en annexe. Cette concertation, associée à l'avancement des études environnementales, paysagères, agricoles menées par RTE a permis d'affiner le contour des fuseaux et de les comparer.

La prochaine étape sera la réunion de **détermination du Fuseau de Moindre Impact** (FMI), proposé à la validation du Préfet coordonnateur puis à celle du Ministre chargé de l'énergie.

Au-delà de ces étapes, la concertation se poursuivra tout au long du projet selon des modalités qui restent à définir. En particulier, des études techniques et environnementales plus précises sur le FMI permettront d'identifier au sein du FMI **le tracé de principe qui sera retenu dans la Déclaration d'Utilité Publique (DUP) de la liaison d'ici 2025**. Des études de plus en plus précises sur le tracé de DUP permettront ensuite de définir le tracé de détail et de positionner chacun des pylônes courant 2026, toujours en recherchant le meilleur équilibre entre les différents enjeux sur le territoire et en identifiant, évitant et réduisant les impacts sur l'environnement.

- Des demandes d'études complémentaires ont été faites lors de la concertation du projet

Lors de la phase de concertation du public, une forte attente d'éclaircissements sur l'opportunité du projet et les stratégies écartées a été manifestée. Des réponses ont été apportées en séance, notamment lors de la réunion de clôture de cette phase à Fos-sur-Mer le 4 avril 2024.

RTE a préparé le présent document afin qu'il soit communiqué au public avant la validation du FMI. Cette note présente les études techniques, économiques et environnementales que RTE a réalisées et qui l'ont conduit à écarter certaines stratégies en amont du lancement de la concertation, en particulier le développement du réseau en technologie souterraine, en courant alternatif (225 000 volts et 400 000 volts) ou en courant continu avec une variante qui consisterait à positionner les ouvrages en partie dans le Rhône.

2. Besoins fonctionnels auxquels le projet doit répondre

Afin d'analyser les stratégies étudiées dans le présent document, il convient de préciser les besoins auxquels la stratégie retenue doit répondre.

2.1. Une stratégie qui nécessite une capacité de transit de 4 400 MW

[2] Loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

Le réseau de transport d'électricité

En tenant compte des besoins liés aux projets évoqués en 1.1, **l'augmentation de consommation projetée sur la zone est de l'ordre de 6000 MW**. Si le réseau devait accueillir une consommation supplémentaire de 6 000 MW soutirée 24h/24 tout au long de l'année, cela reviendrait à environ **doubler la consommation d'énergie de la région Provence – Alpes - Côte d'Azur**.
La très forte croissance des besoins électriques de la zone industrialo-portuaire (ZIP) implique donc de repenser la capacité d'accueil du réseau électrique de la zone et, plus globalement, les conditions de sécurité de l'approvisionnement électrique régional.

À ce stade, **RTE a ainsi choisi de dimensionner le réseau dans des proportions plus modestes**, en considérant qu'une partie des demandes de raccordement identifiées ne se réalisera pas à l'horizon 2030, et comptant sur un potentiel de flexibilité apporté par les consommateurs comme par les producteurs. Ainsi, l'ouvrage à créer doit permettre, en complément des renforcements du réseau existant déjà prévus par ailleurs, d'augmenter d'ici 2030 la capacité d'accueil de consommation industrielle « non flexible » sur la ZIP de Fos-sur-Mer d'au moins 3 000 MW auxquels s'ajoutent 1 900 MW avec flexibilités, tout en accompagnant une croissance de la consommation d'environ 700 MW sur l'ensemble de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur dans les 10 à 15 ans à venir, quel que soit l'avenir du mix électrique régional.
Une **partie de cette augmentation de consommation est couverte par les renforcements de réseau déjà en cours** et évoquée en 1.1.
D'un autre côté, dans une optique de décarbonation et dans un contexte de souveraineté énergétique, **le mix énergétique doit permettre une alimentation sécurisée** de la région sans avoir recours à la production carbonée.
L'ensemble de ces trois inducteurs conduit à dimensionner le nouvel axe sur un **besoin en capacité de transport de 4 400 MW**.

2.2. Une stratégie qui nécessite une mise en œuvre à horizon 2028

La décarbonation de la zone industrialo-portuaire de Fos se traduit par des besoins de puissance électrique extrêmement importants et dans des délais très courts. Dans la seule zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, RTE a déjà reçu une vingtaine de demandes de raccordement, représentant de l'ordre de 6 000 MW de consommation. Ces demandes requièrent une mise en service à l'horizon 2028.

Pour ces projets industriels, la disponibilité de la puissance électrique à l'horizon de leurs projets est une condition nécessaire pour prendre la décision d'investir. Il convient donc que la **stratégie d'une mise en œuvre pour 2028 soit à la fois crédible** dès aujourd'hui et réalisable dans ce délai **considérant les engagements contractuels pris par RTE vis-à-vis de ces projets**.

2.3. Une stratégie qui nécessite le développement du réseau de grand transport d'électricité

Le besoin de puissance de la zone peut être satisfait de deux manières :
- par le développement du réseau de grand transport d'électricité afin d'acheminer d'avantage de puissance électrique dans la zone

- par le développement des capacités de production d'électricité locales. Cette seconde option se heurte à différents obstacles.

1. Les obstacles concernant l'ajout de capacités de production nucléaires

L'accueil d'installations de production nucléaire au plus proche du développement de la consommation d'électricité ne pourrait se faire dans des délais compatibles avec l'augmentation de la consommation :

- L'installation de **plusieurs EPR serait nécessaire** au vu du besoin en puissance. **Celle-ci n'est pas envisageable à l'horizon 2028**. Par ailleurs, la loi du 23 juin 2023 ne permet l'implantation de nouvelles centrales nucléaires qu'à proximité immédiate ou à l'intérieur du périmètre d'une installation nucléaire existante. En outre, **cette stratégie requerrait le développement du réseau de transport à 400 000 volts** et ne s'y substituerait pas : une centrale nucléaire doit être raccordée au réseau pour des contraintes de sureté. Toutes les centrales nucléaires françaises sont connectées au réseau électrique de grand transport THT avec de la redondance.
- L'installation de **12 « petits » réacteurs nucléaires (SMR) ne serait pas compatible en termes de délai** avec les enjeux de décarbonation : le projet de Stratégie Française Energie Climat vise la mise en service d'un prototype au cours de la prochaine décennie.

2. Les obstacles concernant l'ajout de capacités de production éoliennes

L'accueil d'éoliennes en mer raccordées dans la zone ne permettrait pas non plus de répondre à lui seul aux besoins de capacités de consommation. Une puissance installée sur la zone de 750 MW (volume prévu dans le cadre de l'Appel d'offres 6 Golfe de Fos) ne permet pas de répondre au besoin de puissance de manière complète (4 400 MW). Pour ces mêmes raisons d'ordre de grandeur de puissance à fournir il n'est pas envisageable de recourir à des éoliennes terrestres ou à du photovoltaïque.

3. Les obstacles liés à l'appel aux cycles combinés gaz

L'optimisation de l'appel aux Cycles Combinés Gaz (CCG) existants ne permettrait pas non plus de dégager des capacités d'accueil suffisantes. Au-delà du coût de l'imposition de ces moyens de production, ceux-ci ne pourraient être disponibles toute l'année et ne seraient pas pérennes à long terme dans un scénario de neutralité carbone.

Au vu de ces éléments, **seul l'ajout d'une nouvelle alimentation électrique via le réseau grand transport** permettrait de répondre au besoin exprimé par les projets.

2.4. Une stratégie qui nécessite des garanties d'un haut niveau de fiabilité

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité et opérateur en charge de missions de service public, **RTE a pour objectif d'offrir un haut niveau de qualité d'électricité** à l'ensemble de ses clients, à tout moment. C'est pourquoi l'entreprise a intégré des dispositions de maîtrise et d'amélioration de cette qualité, dans la perspective de tirer le meilleur parti de son réseau tout en l'adaptant aux nouveaux enjeux, au premier rang desquels

figure la transition énergétique. Et pour rendre compte de ce souci constant de la qualité de l'électricité, RTE publie des rapports annuels[3] à ce sujet.

Comme sur l'ensemble du réseau, **la qualité de l'alimentation électrique est une préoccupation majeure dans le cadre du projet** « Feuillane-Jonquières ».

Cette préoccupation est encore renforcée pour ce projet parce que la zone industrialo-portuaire de Fos abrite des processus industriels hautement sensibles et pour certains SEVESO qui nécessitent une alimentation électrique stable et fiable pour maintenir leur efficacité. Pour mémoire, **le pôle industriel de Fos / étang de Berre représente la 2ème concentration en sites Seveso de France** (une quarantaine actuellement) après l'estuaire de la Seine. Les fluctuations de tension ou les interruptions brèves peuvent avoir des conséquences sévères sur ces processus, entraînant des risques de dommages matériels ou de pertes de production significatives.

Ainsi, la stratégie à mettre en œuvre vise non seulement à **répondre à la demande croissante** en électricité **mais aussi à garantir une qualité d'alimentation électrique optimale**, essentielle pour l'ensemble de la région et notamment pour les activités industrielles critiques. Concrètement, il s'agit de retenir une stratégie qui :

- Minimise l'indisponibilité fortuite et programmée de l'ouvrage à construire ;
- Permette de conserver des marges de manœuvre dans l'exploitabilité du réseau dans la région. En particulier, la stratégie doit permettre :
    - de préserver la capacité à réaliser la maintenance des ouvrages pour effectuer des travaux, notamment ceux relevant de l'entretien courant du réseau ;
    - de maîtriser les conséquences d'un défaut sur un axe double ou d'un retrait demandé par les pouvoirs publics en cas d'incendie nécessitant l'intervention des secours sur l'axe double 400kV voisin (Réaltor-Roquerousse) sans imposition préventive d'installations de production thermiques à cycle combiné gaz.

3. Technologie souterraine en courant alternatif (HVAC) et application

3.1. Contraintes générées par une liaison souterraine à courant alternatif vs liaison aérienne

L'énergie électrique est généralement acheminée par les réseaux de transport (et de distribution) sous forme de courant alternatif : la tension, exprimée en volts, varie régulièrement entre des valeurs normées positives et négatives (sinusoïde de fréquence 50 Hz). L'intensité du courant, exprimée en ampères, varie au même rythme.

L'énergie qui transite sur le réseau est la résultante de deux composantes :

- L'énergie utile, c'est-à-dire exploitable directement par les utilisateurs, selon leurs usages : éclairage, chauffage, force motrice .... Elle est appelée « énergie active » et est exprimée en mégawattheure (MWh) ;
- L'énergie réactive, exprimée en mégavoltampèreheure (MVarh), peut être produite ou consommée par certains équipements (bobines, capacités, machines tournantes…). Cette énergie peut dans certaines proportions servir à la gestion du système électrique.

[3] Rapport sur la qualité de l'électricité 2022 (rte-france.com)

La capacité d'une liaison électrique est la puissance électrique qu'elle est capable de transporter (c'est-à-dire l'énergie pendant une unité de temps). Cette puissance apparente (exprimée en MVA) est la somme quadratique de la puissance active (exprimée en MW) et réactive (exprimé en MVar).

Une liaison électrique, parcourue par un courant, consomme ou produit de l'énergie réactive et consomme un peu d'énergie active (les pertes électriques), en fonction de ses caractéristiques techniques, de sa longueur et du courant parcouru.

3.1.1. La problématique d'échauffement des câbles

Les pertes électriques se traduisent par un échauffement (effet Joule). Cette chaleur doit pouvoir se dissiper pour éviter que les câbles ne chauffent trop et soient endommagés (leur isolant doit rester en deçà de 90 °C en HVAC).

Le juste dimensionnement des liaisons permet d'assurer la maitrise de cette dissipation thermique. La dissipation thermique du câble est fonction de l'environnement traversé :

- La nature du sol (résistivités thermiques),
- la température du sol (intégrant une résilience au changement climatique),
- l'écartement des câbles (en écartant les câbles, on limite l'échauffement mutuel mais on augmente les conséquences environnementales, notamment en phase travaux),
- le mode de pose des câbles et éventuelles sur-profondeurs associées à des franchissements (forage dirigé sous des fleuves ou infrastructures) –
- la proximité d'autres réseaux,

influent sur la dissipation de chaleur du câble et définissent les sections (diamètre) des câbles et leur nombre pour rester dans la plage de fonctionnement. La sortie des limites de fonctionnement expose au risque d'avarie sur le câble.

3.1.2. La problématique liée à la production d'énergie réactive

Les liaisons souterraines, contrairement aux lignes aériennes, ont la particularité d'être équivalentes à des condensateurs qui se chargent et se déchargent, ce qui produit une puissance réactive importante, voire problématique pour les tensions les plus élevées. Ainsi, en 400 000 volts, une liaison souterraine de section 2 500 mm² en cuivre optimisé produit de l'ordre de 11 MVAR/km. Cette puissance réactive augmente ainsi linéairement le long de la liaison et réduit progressivement la capacité de transit de puissance active, jusqu'à l'obstruer totalement.

L'accumulation de puissance réactive vient poser des défis techniques :

- Sur les disjoncteurs qui protègent et permettent de conduire le réseau. En effet, un disjoncteur permet de couper le courant, en profitant du « passage par 0 » de la tension et du courant (qui se produit 50 fois par seconde). Le passage par 0 de ces deux grandeurs est simultané en l'absence de puissance réactive. Or, la puissance réactive induit un déphasage entre courant et tension qui ne permet plus aux deux grandeurs de s'annuler en même temps. Quand ce déphasage est trop important, i.e. que le courant capacitif, généré par le réactif créé, dépasse une certaine valeur, le disjoncteur ne peut plus fonctionner. Les normes en vigueur sur ces appareils imposent

de limiter la coupure de courant capacitif à 400 A pour en assurer leur correct fonctionnement sur toute leur durée de vie. **Sur l'ouvrage ici considéré (liaison tri-câble de section 2 500 mm² en cuivre optimisé) cette limite serait atteinte au bout de 25km**.

- Sur la tension du réseau. Une liaison souterraine, a fortiori si elle transite peu de puissance active, se charge en puissance réactive, ce qui va induire une hausse de la tension. Or le niveau de tensionne doit pas dépasser les plages de tension admissibles pour les clients et le matériel RTE présent sur le réseau (± 5 % soit entre 380 et 420 000 volts, pour du 400 000 volts) au risque de détérioration de certains ouvrages. De plus, la mise sous tension (ou hors tension) de la liaison peut induire des à-coups de tension sur le réseau, qui, s'ils dépassent 3 % de la valeur nominale, peuvent perturber les clients raccordés en entrainant des arrêts inopinés de leur chaine de production, voire des dégâts sur les matériels. C'est notamment le cas de certaines plateformes industrielles pétrochimiques, dont les arrêts inopinés sur à-coup de tension peuvent conduire à des torchages, afin de brûler les gaz en excédent et éviter des surpressions dans les installations.

La contrainte technique sur les disjoncteurs justifie que les liaisons souterraines en 400 000 volts en courant alternatif sont réservées à des distances courtes (jusqu'à 25 kilomètres sans contrainte).

Pour gérer la contrainte technique sur la tension, il faut absorber la puissance réactive produite par les liaisons souterraines. Des bobines d'inductance (ou « selfs »), également appelées moyens de compensation, sont installées dans les postes déjà existants aux extrémités de la liaison, voire dans des postes spécifiques (« poste de compensation ») sur le tracé.



Self de 200 MVAR

Cette compensation permet, d'une part, d'éviter que l'énergie réactive ne se propage sur le réseau adjacent, d'autre part, de maintenir la capacité de transit de la liaison et, enfin, d'atténuer les problématiques de tension haute, sans pour autant lever l'ensemble des difficultés évoquées plus haut. L'installation de ces selfs introduit cependant de nouvelles difficultés techniques :

- la coexistence d'inductances et de capacités introduit des phénomènes de résonnance (RLC) qui peuvent amplifier certaines fréquences parasites, appelées « harmoniques » (qui sont produits par certains équipements des clients producteurs ou consommateurs, notamment ceux qui utilisent de l'électronique de puissance) et ainsi dégrader la qualité de l'onde de tension au-delà des seuils admissibles par les utilisateurs du réseau.
- mais aussi des phénomènes transitoires, des problèmes relatifs au contrôle-commande (synchronisation des appareils de coupure), des impacts sur la tenue des matériels….

Par conséquent, la faisabilité d'une liaison 400 000 volts de plus de 25 kilomètres implique d'introduire de nombreux moyens de compensation intermédiaire, pour préserver un minimum de capacité de transit et lever certaines limites techniques. **Ces limites techniques conduisent ainsi RTE à exclure la réalisation de liaisons souterraines 400 000 volts de grande longueur et de grande capacité.**

3.2. Références nationales et internationales : transport de très forte puissance (2000 MVA[4])

En France :

La plus grande liaison en 400 000V en courant alternatif actuellement en exploitation est la liaison Mandarins – Peuplingues, longue de **2,9 km** avec **2 câbles par phase** pour une puissance d'environ **1000 MVA**. Quelques raccordements de clients industriels ou destinés à l'alimentation d'auxiliaires d'EPR sont aujourd'hui à l'étude, pour des puissances de l'ordre de 1000 MVA et des longueurs inférieures à 10 km.

En Europe :

Depuis le début des années 2000, une dizaine de projets à très forte puissance 400 kV en Europe ont été réalisés en utilisant des câbles isolés au polyéthylène réticulé (XLPE). Parmi l'ensemble des projets européens en service (Suède, Danemark, Belgique, Allemagne, Royaume-Uni, Espagne, Norvège), **aucun n'excède une longueur de plus de 25 km**.

Les puissances annoncées par les autres GRT doivent être prises avec précaution car elles ne sont pas obligatoirement garanties à n'importe quel moment et pour toutes les situations. Il peut s'agir de puissance transitoire par conséquent garantie pendant quelques heures ou quelques jours au maximum. La puissance permanente est donc inférieure. Il convient également de se remémorer que la puissance transmissible dépend de la température des sols et de leurs hygrométries. De fait et parmi les projets ci-dessus évoqués on peut mentionner les exemples comparables ci-après :

- Le projet 400 kV de St Johns Wood (2005), en Angleterre, permet de transiter **1600 MVA** sur **20 km** avec **un tri-câble**. Il s'agit d'un tunnel multiusage dédié (ventilé) à câbles 2500 mm^2 cuivre en nappe verticale de 20 km et de 3 m de large sous le nord-ouest de

[4] MVA : La capacité de transit d'une liaison souterraine s'exprime en MVA qui représente la puissance apparente transité indépendamment de son caractère actif et réactif (la puissance apparente est la somme des carrés des puissances actives et réactives) La puissance active (en MW) est donc nécessairement inférieure à la puissance apparente, de 5 à 30%.

Londres d'Elstree à St. John's Wood, connu sous le nom de London Connection pendant la construction. Construit entre 2001 et 2005, le tunnel transporte des lignes de transport à haute tension de la sous-station d'Elstree dans le Hertfordshire à la sous-station de Lodge Road à Westminster à une profondeur de 30 m sous le sol. Les tunnels ventilés sont très favorables thermiquement.

- Le projet San Sebastian de los Reyes en Espagne (2004) a une longueur de **13 km**. Il est composé de **deux tri-câbles**. Ce sont des câbles 2500 mm^2 cuivre posés en galerie ventilée. La puissance totale du projet est de **1390 MVA**. Il y a des moyens de compensation à chaque extrémité d'une valeur de 150 Mvar.

- Le projet 400 kV aérosouterrain Stevin en Belgique est réalisé par Elia en 2017. Il s'agit de sortir d'un poste 380kV en souterrain vers un poste de transition souterrain / aérien. Il a une longueur de **10 km** et comporte **4 circuits** en liaison souterraine qui repartent sur une liaison aérienne à 2 circuits après le poste de transition. La puissance transitée est de **3000 MVA**, le mode de pose est en nappe pleine terre. Ce sont des câbles 2500 mm^2 cuivre optimisé. Pour ce projet la tranchée avait une largeur de 12.6 à 16.20 m avec une emprise chantier de 55 m. La pose en pleine terre réalisée impose de dérouler les câbles pour refermer la tranchée. Il y a donc une **surface supérieure à 5 hectares** mobilisée le temps du déroulage des câbles (avec des tronçons de 1000 m). Le projet Stevin a **des moyens de compensations de 260 MVAr** dans le poste dont les câbles souterrains sont issus. La pose pleine terre complique l'intervention lors d'une localisation de défaut. Il y a une augmentation importante des champs magnétiques avec une pose en nappe.

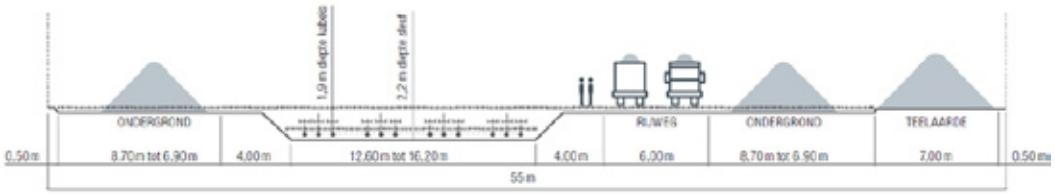


Schéma mode de pose projet Stevin

- Le projet 400 kV Randstad aux Pays-Bas mis en service en 2015 par Tennet correspond à un total de 4 liaisons souterraines installées sur une longueur de 20 km et répartis en plusieurs segments sur plusieurs liaisons aériennes 400kV. Le segment le plus significatif qui fait **10km** entre les postes de Wateringen et Bleiswijk. La puissance transitée par circuit est de 2635 MVA pour 24 heures et de **1975 MVA** en permanence. Ils sont constitués de 4 **liaisons tri-câbles** de section de 2500 mm^2 cuivre. Les câbles sont disposés en nappe pleine terre espacés de 0.75m entre tri-câbles et de 3 m entre circuits. La pose pleine terre complique l'intervention lors d'une localisation de défaut. Il y a une augmentation importante des champs magnétiques avec une pose en nappe.

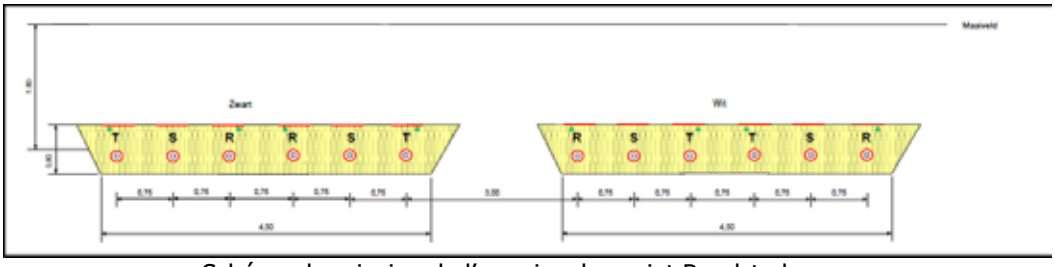


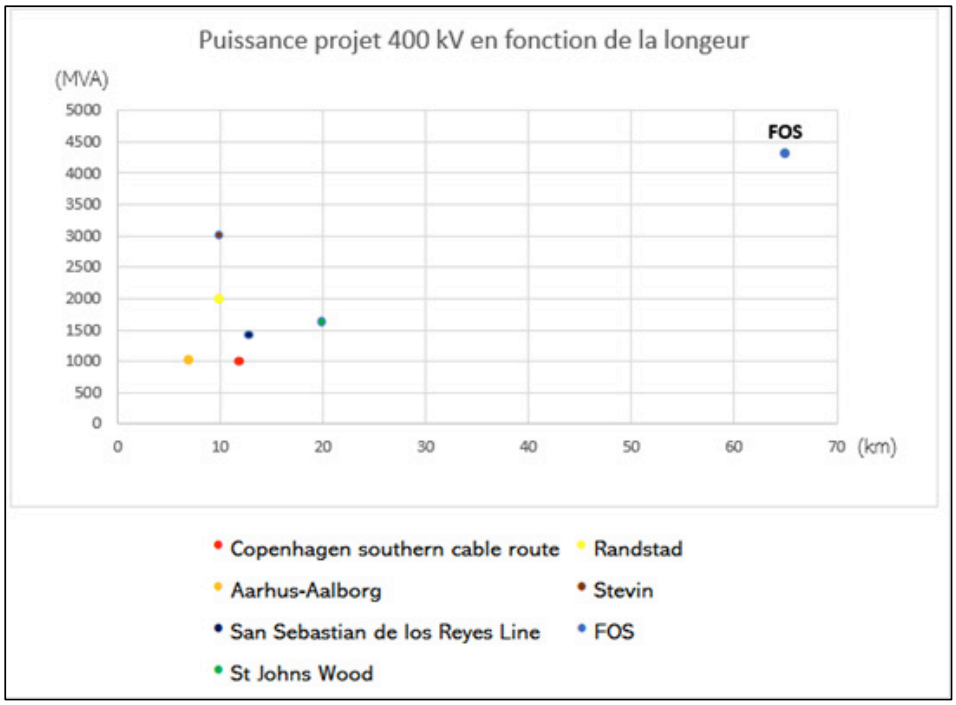
Schéma de principe de l'emprise du projet Randstad »

- Pour l'ensemble des câbles, il est nécessaire de mettre en place un système de compensation composé de 11 réactances de 100MVAr réparties dans 4 postes.

On remarque que pour les projets à forte puissance tels que Stevin et Randstad :

- ces projets sont constitués de liaisons à 4 circuits. Lorsqu'elles sont posées elles mobilisent une largeur de terrassement importante équivalente à la création d'une route. Ces liaisons 400kV peuvent également être posées en galeries ventilées pour maximiser le transit du courant comme à St Johns Wood en Angleterre ou à San Sebastian de los Reyes. Les galeries ventilées permettent de maximiser la puissance transitée car les câbles fonctionnent à leur température maximale. Par conséquent on peut réduire le nombre de circuits nécessaires avec ces modes de pose.

- ces projets ne dépassent pas 20 kilomètres de longueur. Cette contrainte liée à la longueur est due au réactif généré par les câbles du fait du recours à plusieurs circuit en parallèle sur la distance considérée. En effet, à partir d'une certaine limite, il faudrait installer des compensations intermédiaires, ce qui n'a encore jamais été réalisé en Europe sur des projets de liaisons souterraines 400 000 V isolées au polyéthylène réticulé (XLPE). Pour tous les projets cités, des compensations sont installées à une ou aux deux extrémités de la liaison.



Puissance des projets en technologie souterraines courant alternatif 400kV en fonction de la longueur

En conclusion, pour des projets en 400 000 volts ayant pour objectif de transporter une puissance importante, deux limites s'imposent : la longueur et le nombre de liaisons. Les résultats présentés dans cette note sont donc cohérents avec les approches des autres GRT européens.

3.3. Etude d'une stratégie « liaison souterraine en 400 000 volts HVAC sur un tracé »

Le nombre de tri-câbles[5] HVAC nécessaires pour transiter 4400 MW dépend de l'écartement entre les câbles et donc du nombre de tracés distincts pouvant être empruntés afin de limiter les contraintes de dimensionnement thermique.

Dans le cadre de la présente étude, la stratégie « liaison souterraine à 400 000 volts » consiste à construire des liaisons électriques à 400 000 volts, réparties sur un tracé unique. Une variante est présentée dans le paragraphe suivant avec le scénario de construction de l'ensemble des liaisons sur deux tracés différents.

L'étude d'une telle stratégie conduit à :

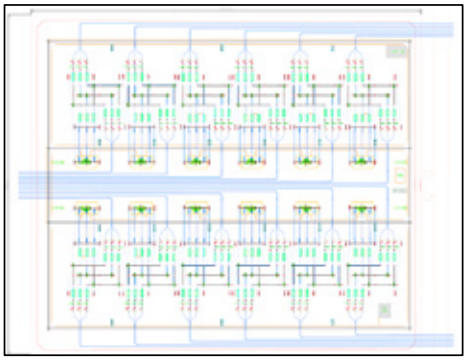
1. Installer **12 tri-câbles** à [1,5 – 3,0] mètres de profondeur (fond de fouille) **pour satisfaire le besoin de 4 400MW**, soit 36 câbles électriques en technologie

[5] Les 3 câbles pour les 3 phases d'une liaison alternative triphasée.

2 500 mm² Cuivre Optimisé en 400 000 volts. Il s'agit du câble HVAC standard pour RTE et permettant de faire transiter le plus de courant.

2. Etendre de 10 hectares chacun les postes de Feuillane et Jonquières (soit respectivement +80% et +160%) qui se situent aux extrémités afin d'y installer davantage de départs que dans la stratégie mise en concertation (un départ par tri-câble souterrain et non un départ par liaison aérienne soit **12 départs de chaque côté contre 2** dans la stratégie aérienne mise en concertation) et d'y installer des moyens de compensation[6] correspondant à un volume de **44 selfs** au total.

3. Créer **2 postes électriques de compensation intermédiaires sur le tracé, de 15 ha chacun**. Ces postes sont requis pour la compensation du réactif des câbles souterrains pour optimiser le transit de puissance active et ainsi limiter le nombre de câbles à mettre en œuvre. Ces postes seraient installés par tronçon de 25 kilomètres[7] afin de respecter la contrainte évoquée en 3.1.2 en installant un disjoncteur à chaque extrémité d'un tri-câble.



Plan de principe des postes de compensation dans la variante 1 tracé

Hypothèse d'implantation des ouvrages

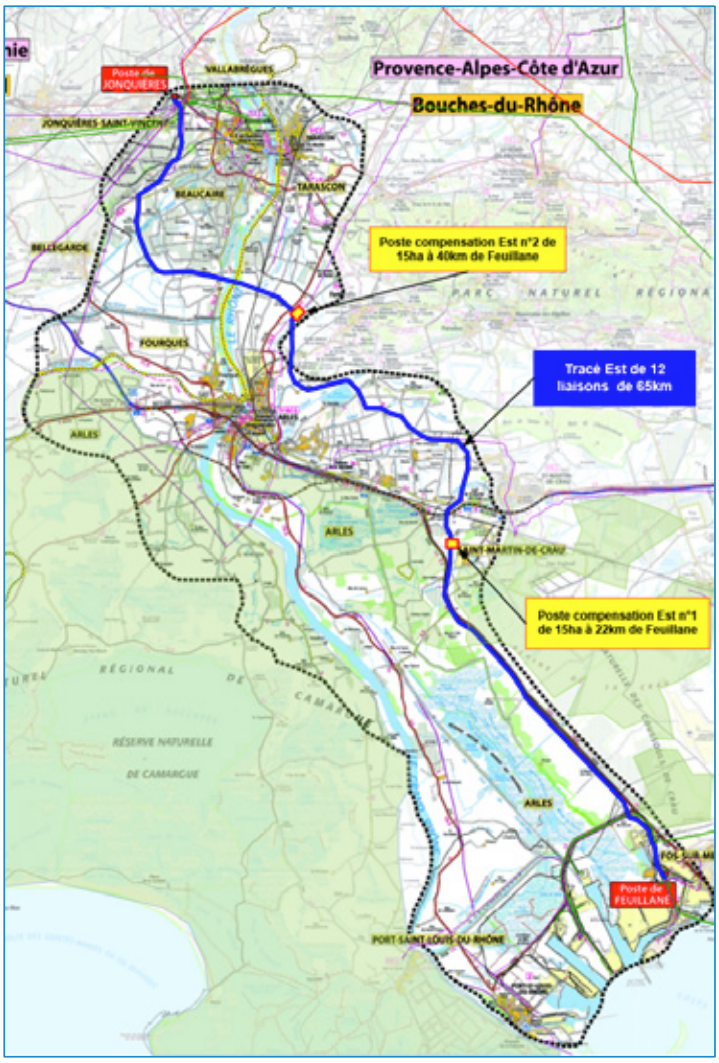
Sans avoir aucune garantie sur sa faisabilité technique[8], une hypothèse de tracé a été faite pour la stratégie « liaison souterraine à 400 000 volts » dans le cadre de la présente étude. Dans les évaluations de la stratégie, ce tracé a fait l'objet d'une évaluation de longueur de 65 kilomètres qui correspond à la longueur de la stratégie « liaison aérienne à 400 000 volts » présentée par RTE lors de la concertation.

[6] Le réactif généré par 12 tricâbles est de 8 580 MVar, ce qui représente un besoin de 44 selfs de 200 MVar. 2*12 selfs seraient installées dans les postes de compensation intermédiaires sur le tracé et 2*10 selfs seraient installées dans les postes aux extrémités. La puissance des selfs, et non leurs nombres, pourra être normalisée différemment.

[7] La longueur maximale réalisable avec une liaison souterraine 400 000 volts en 2 500 mm² CuOpt est de 25 kilomètres. Cette longueur est imposée par le pouvoir de coupure capacitive des disjoncteurs, défini dans la norme IEC 62271-100 à 400 A. Or cette valeur de courant capacitif est atteinte pour environ 25 kilomètres lorsque la liaison souterraine est sous tension à vide. En conséquence, il est nécessaire d'installer des disjoncteurs à chaque extrémité d'un tronçon de maximum 25 kilomètres de câbles souterrains et ainsi de créer, pour ce projet de 65 kilomètres, 2 postes intermédiaires où seront également installées des selfs permettant d'optimiser le transit dans les liaisons (12 selfs par poste).

[8] Il n'a pas été mené d'étude sur l'encombrement des sous-sols (circuits d'irrigation, canalisations eau, gaz, pipeline, …) pouvant remettre en cause l'implantation d'une liaison souterraine, ni d'étude sur les traversées du Rhône et autre cours d'eau à réaliser.

Le réseau de transport d'électricité

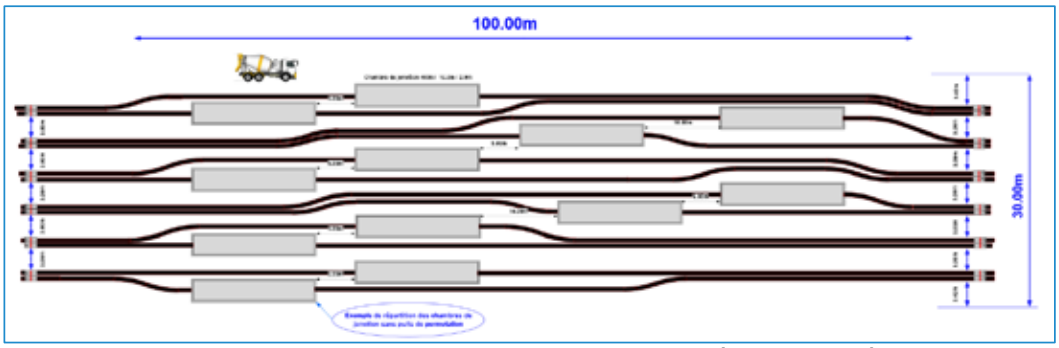


4. <u>Le nombre de jonctions à effectuer et de chambres de jonctions à installer serait colossal</u>

Des jonctions sur chacun des câbles devraient être réalisées tous les kilomètres[9] ce qui fait **768 chambres de jonction** [12 câbles x 64 kilomètres qui représentent 65 tronçons à raccorder] qui constitueraient autant de points de fragilité en termes de fiabilité. Les dimensions de chaque chambre de jonction bétonnée sont **de 16 mètres x 3 mètres** (voir schéma ci-dessous). Un puits visitable accueillant un dispositif de sécurité pour chaque tri-câbles serait également accolé aux quatre premières chambres de jonction à chaque extrémité

[9] si les premiers calculs font apparaître une possibilité supérieure à 1,3 km pour les sections élémentaires et pour la Mise à la Terre (MALT), la prise en compte, via le REX des projets HVAC, des limites de longueurs de câbles sur tourets et des efforts de tirage conduit à retenir une hypothèse de longueur de 1000m entre deux jonctions

puis toutes les 3 chambres de jonction. Hors emprise nécessaire pour le chantier, les 12 chambres (nécessaires tous les kilomètres) représenteraient environ 576 m² tous les kilomètres, ce qui représenterait un chantier ouvert gigantesque, qui rallongerait la durée du projet. Avec un grément traditionnel, la réalisation de l'ensemble des chambres nécessiterait un chantier d'une durée de 8 ans.



Projection de l'emprise des chambres de jonction 100 mètres sur 30 mètres tous les kilomètres

5. <u>Les emprises nécessaires pour la phase « travaux » et pour l'implantation des liaisons électriques seraient très importantes</u>

L'emprise nécessaire pour les liaisons serait de 23 mètres environ en largeur en pose courante avec 6 liaisons doubles écartées de 3 mètres du fait du dimensionnement thermique et des besoins de maintenance. En cas de franchissement d'obstacle (voies SNCF, cours d'eau, traversée du Rhône, autres réseaux, routes), l'écartement minimal entre tri-câbles devrait être augmenté[10].

L'emprise nécessaire pour les travaux serait de 30 mètres environ en largeur pour le chantier, auquel il conviendrait d'ajouter les aspects logistiques de stockage et de livraison[11], de circulations d'engins et d'impacts associés sur la circulation[12].

[10] En cas de franchissement d'obstacle avec passage en forte profondeur, en forage dirigé par exemple, l'écartement minimal entre tri-câbles serait de 10m afin de garantir une capacité de transit suffisante, soit une emprise totale de 120 mètres environ pour chaque tracé. L'écartement minimal entre tri-câbles est plus important que pour le scénario avec un unique tracé car le besoin en capacité de transit pour chaque tri-câble est plus élevé. Il est donc crucial de limiter au maximum l'échauffement mutuel entre les tri-câbles.

[11] Le nombre de mètres de barres de fourreaux PEHD est estimé à 2 340 000 mètres soit 195 000 barres de 12 mètres à approvisionner et à stocker sans compter les accessoires de raccordement. Le nombre de tourets de câbles à approvisionner sur site par transports exceptionnels est d'environ 2 340.

[12] 50 000 camions de 15 m^3 estimés uniquement pour les déblais sans compter les véhicules de chantier autres que les camions, les véhicules de livraison des matériels, les grues etc. 1 chambre de jonction représente 10 m^3 de béton soit un peu plus qu'une toupie. Le nombre de toupies en circulation sera donc >700.

4. DESCRIPTION DES CONTRAINTES ET OPPORTUNITES

4.1. Contraintes de transit

RTE doit garantir à tout moment la sécurité des biens et des personnes dans l'exploitation du réseau de transport d'électricité.

Pour exploiter son réseau, RTE doit s'assurer en permanence que les courants qui parcourent ses ouvrages restent inférieurs aux limites maximales admissibles, tant en régime normal qu'en régime dégradé (c'est à dire intégrant l'indisponibilité prévue ou fortuite d'un ouvrage), pour garantir la sécurité des biens et des personnes (échauffement des câbles provoquant un franchissement des distances de sécurité) et la pérennité des matériels (atteinte des seuils maximum de fonctionnement).

Un ouvrage de RTE est dit « en contrainte » dès lors que les courants électriques qui le parcourent sont susceptibles de franchir ces limites.

Le cas échéant, des actions préventives ou curatives immédiates (redistribution de la production appelée redispatching, redistribution des flux, délestages..) sont à prévoir pour ramener les transits à des niveaux acceptables.

Lorsque ces contraintes deviennent récurrentes et de plus en plus amples, les parades classiques ne sont plus efficaces et le coût des actions curatives ou préventives mises en oeuvre augmente en proportion. Dès lors, c'est ce coût d'élimination des contraintes qui, en regard du coût prévisionnel d'investissement, permet de justifier économiquement un renforcement du réseau.

Le renforcement du réseau électrique en augmentant ses capacités de transit devient la stratégie de référence.

Le taux de fréquence des contraintes inadmissibles dépend des flux mais aussi des capacités relatives des ouvrages. Ainsi, un ouvrage de faible capacité peut apparaître comme très contraint, tandis qu'un autre ouvrage traversé par des flux plus importants mais présentant une plus grande capacité apparaitra comme moins contraint.

3.4. Etude d'une stratégie « liaison souterraine 400 000 volts HVAC sur deux tracés »

Une stratégie de construction de l'ensemble des liaisons sur deux tracés différents a également été étudiée dans le cadre du projet « Feuillane-Jonquières ».

L'étude de cette stratégie conduit à :

1. Installer 2 (tracés) x **4 tri-câbles**[14] à [1,5 – 3,0] mètres de profondeur (fond de fouille), en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé en 400 000 volts. L'éloignement des câbles entre eux (du fait des deux tracés) permettrait de ne recourir dans cette solution qu'à 8 tri-câbles au total.

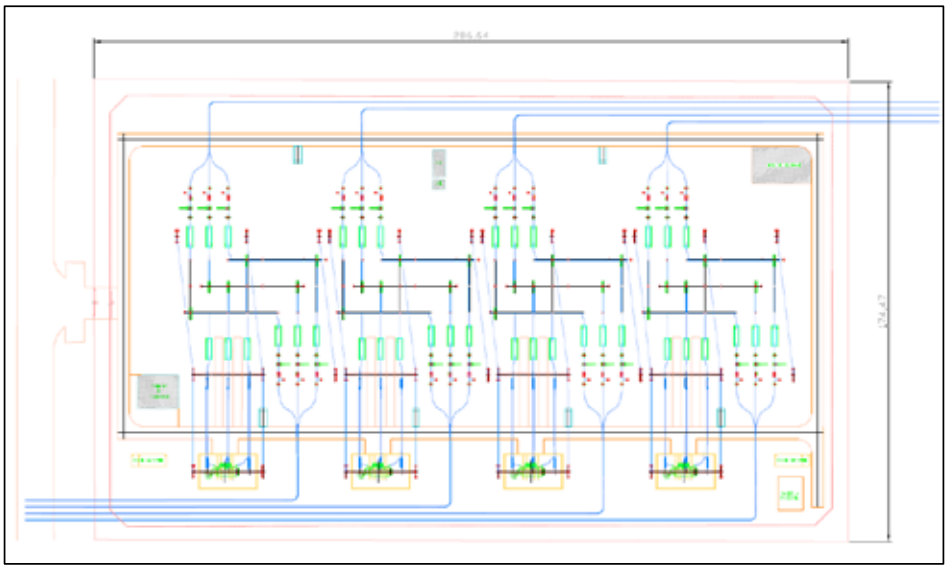
2. Une extension de **7 ha de chacun des postes de Feuillane et Jonquières** qui se situent aux extrémités afin d'y installer davantage de départs que dans la stratégie mise en concertation (un départ par tri-câble souterrain et non un départ par liaison aérienne soit 8 départs de chaque côté contre 2 dans la stratégie aérienne mise en concertation) et d'y installer des moyens de compensation[15].

3. Créer 4 postes électriques de compensation intermédiaires, 2 par tracé, de 5 ha chacun pour la compensation du réactif des câbles souterrains pour optimiser le transit de puissance active et ainsi limiter le nombre de câbles à mettre en œuvre. Ces postes seraient installés par tronçon de 25 kilomètres[16] afin de respecter la contrainte évoquée en 3.1.2, en installant un disjoncteur à chaque extrémité d'un tri-câble.

[14] Les 3 câbles pour les 3 phases d'une liaison alternative triphasée.

[15] Le réactif généré par tracé distinct est 2 860 MVar pour 4 tri-câbles et 5 720 MVar au total pour les 8 tri-câbles, ce qui représente un besoin de 30 selfs de 200 MVar. 4*4 selfs seraient installées dans les postes de compensation intermédiaires et 2*7 selfs seraient installées dans les postes aux extrémités.

[16] La longueur maximale réalisable avec une liaison souterraine 400 000 volts en 2 500 mm² CuOpt est de 25 kilomètres. Cette longueur est imposée par le pouvoir de coupure capacitive des disjoncteurs, défini dans la norme IEC 62271-100 à 400 A. Or cette valeur de courant capacitif est atteinte pour environ 25 km lorsque la liaison souterraine est sous tension à vide. En conséquence, il est nécessaire d'installer des disjoncteurs à chaque extrémité d'un tronçon de maximum 25 kilomètres de câbles souterrains et ainsi de créer, pour ce projet de 65 kilomètres, 4 postes intermédiaires où seront également installées des selfs permettant d'optimiser le transit dans les liaisons (4 selfs par poste intermédiaire).

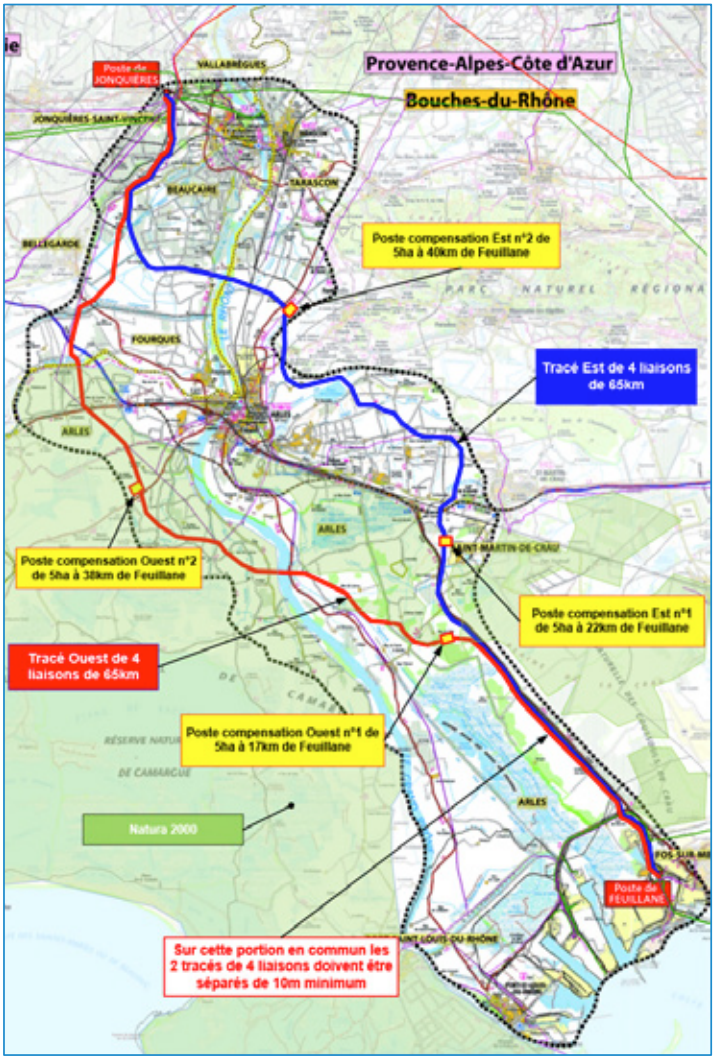


Plan de principe d'un poste de compensation intermédiaires de 5 ha pour 4 tricâbles dans la stratégie « 2 tracés »

Hypothèse d'implantation des ouvrages

Sans avoir aucune garantie sur sa faisabilité technique[17], une hypothèse de deux tracés a été faite pour la stratégie « liaison souterraine 400 000 volts » dans le cadre de la présente étude. Dans les évaluations de la stratégie, ces tracés ont fait l'objet d'une évaluation de longueur d'environ 65 kilomètres chacun, identique à celle de la stratégie « liaison aérienne 400 000 volts » présentée par RTE lors de la concertation.

[17] La faisabilité technique est notamment conditionnée à un sous-sol non encombré (circuits d'irrigation, canalisations eau, gaz, pipeline, …) ainsi qu'à la faisabilité de la traversée du Rhône et autres cours d'eau (1 puits par tri-câble de chaque côté du Rhône espacés de 5-10m).



Le nombre de jonctions à effectuer et de chambres de jonctions à installer serait colossal

Des jonctions sur chacun des câbles devront être réalisées tous les kilomètres[18] ce qui représente 512 (4 liaisons x 64 km + 4 liaisons x 64 km) chambres de jonction qui constitueraient autant de points de fragilité d'un point de vue fiabilité. La dimension de chaque chambre de jonction bétonnée est de 16 m x 3 m (voir photo et schéma ci-dessous). Hors emprise nécessaire pour le chantier, les 2x4 chambres représenteraient environ 2x192 m² soit 384 m² tous les km. Compte tenu de l'ampleur de la zone de travaux, certaines chambres

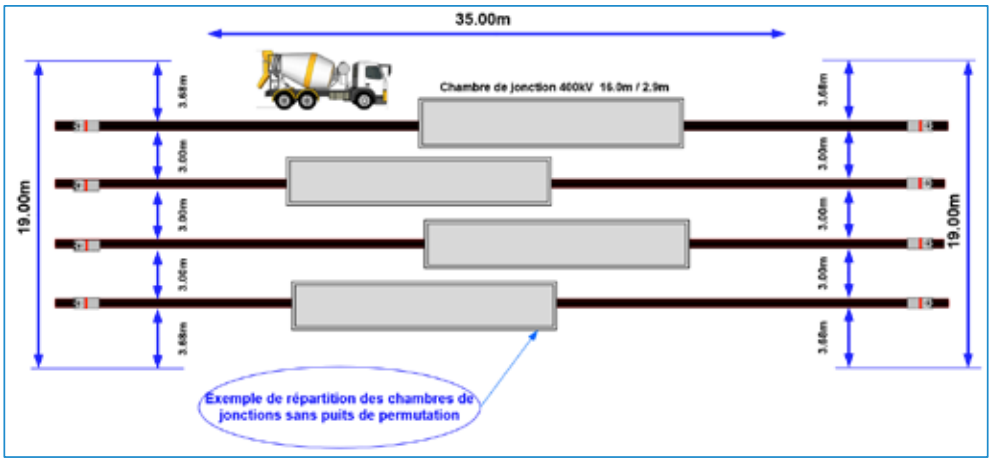
[18] si les premiers calculs font apparaître une possibilité supérieure à 1,3km pour les sections élémentaires et pour la Mise à la Terre (MALT), la prise en compte, via le REX des projets HVAC, des limites de longueurs de câbles sur tourets et des efforts de tirage conduit à retenir une hypothèse de longueur de 1000m entre deux jonctions

pourraient nécessiter de rester ouvertes plusieurs mois (terrassement, génie-civil, déroulage, confection d'accessoires).

Un puits visitable accueillant un dispositif de sécurité pour chaque tri-câbles serait également accolé aux quatre premières chambres de jonction à chaque extrémité puis toutes les 3 chambres de jonction.



Exemple de chambre de jonction 400kV



Projection de l'emprise des chambres de jonction 35m sur 20m tous les km

7. Les emprises nécessaires pour la phase travaux et pour l'implantation des liaisons électriques seraient très importantes

L'emprise nécessaire pour les liaisons serait de 12 mètres environ de largeur pour chacun des deux tracés en pose courante avec 4 tri-câbles écartés de 3 mètres du fait du dimensionnement thermique et des besoins de maintenance. En cas de franchissement

d'obstacle (voies SNCF, cours d'eau, traversée du Rhône, autres réseaux, routes), l'écartement minimal entre les tri-câbles devrait être augmenté[19].

L'emprise nécessaire pour les travaux serait de 19 mètres environ de largeur pour le chantier, auquel il conviendrait d'ajouter les aspects logistiques de stockage et de livraison[20], de circulations d'engins et d'impacts associés sur la circulation[21].

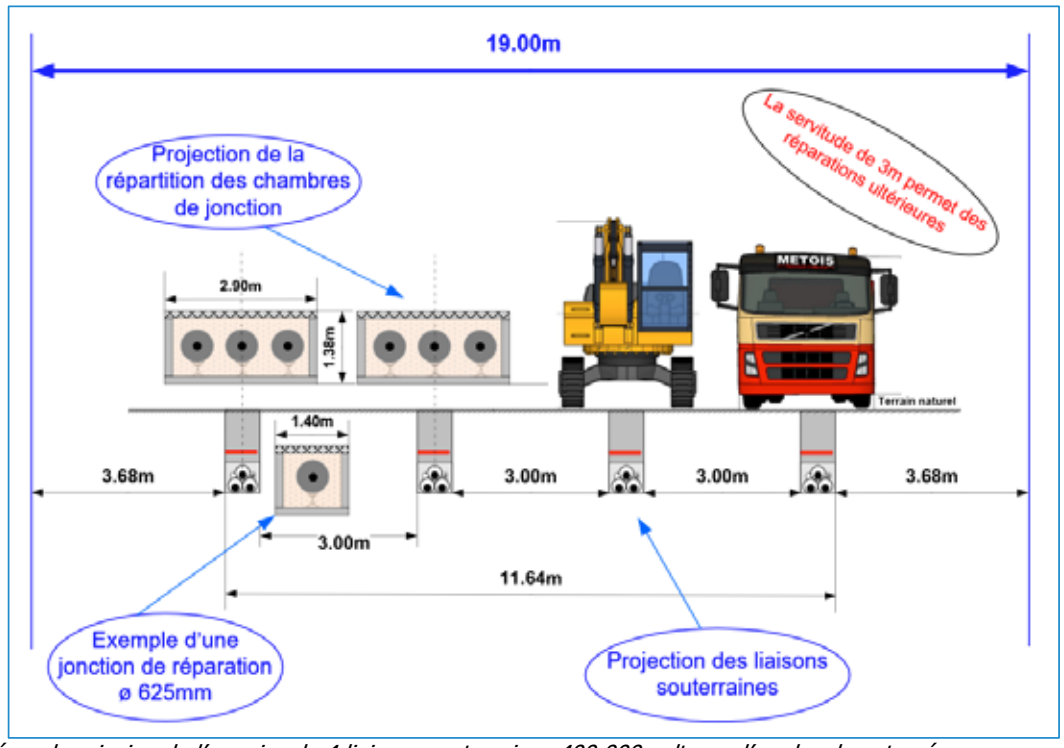


Schéma de principe de l'emprise de 4 liaisons souterraines 400 000 volts sur l'un des deux tracés

8. <u>En fonction des tracés, de nombreux franchissements d'obstacles rendraient la faisabilité incertaine</u>

[19] En cas de franchissement d'obstacle avec passage en forte profondeur, en forage dirigé par exemple, l'écartement minimal entre tri-câbles serait de 10 mètres afin de garantir une capacité de transit suffisante, soit une emprise totale de 41 mètres environ pour chaque tracé. L'écartement minimal entre tri-câbles est plus important que pour le scénario avec un unique tracé car le besoin en capacité de transit pour chaque tri-câble est plus élevé. Il est donc crucial de limiter au maximum l'échauffement mutuel entre les tri-câbles.

[20] Le nombre de mètres de barres de fourreaux PEHD est estimé à 1 560 000 mètres soit 130 000 barres de 12 mètres à approvisionner et à stocker sans compter les accessoires de raccordement. Le nombre de tourets de câbles à approvisionner sur site par transports exceptionnels est d'environ 1 560.

[21] 50 000 camions de 15 m^3 estimés uniquement pour les déblais sans compter les véhicules de chantier autres que les camions, les véhicules de livraison des matériels, les grues etc. 1 chambre de jonction représente 10 m^3 de béton soit un peu plus qu'une toupie. Le nombre de toupies en circulation sera donc >500.

En tout état de cause, un franchissement du Rhône serait nécessaire avec la réalisation de 8 grands forages pour les 2*4 liaisons[22].

Tous les franchissements d'obstacles se feraient en tranchée sous les routes à faible circulation ou canaux de faible largeur, en sous-œuvre sous les obstacles plus importants. Dans ce cas, l'écartement minimal entre les tri-câbles serait alors de 10 mètres soit une emprise minimale d'environ 41 mètres de largeur pour les 4 tri-câbles par tracé.



Exemple d'une emprise chantier pour un grand forage de 300 mètres – de 2 000 à 4 500 m²

3.5. Etude d'une stratégie d'enfouissement partiel 400 000 volts HVAC (siphon)

Cette stratégie consiste à construire une portion souterraine sur une partie du linéaire, le reste demeurant en technologie aérienne à 400 000 volts, comme dans la solution mise en concertation. Cette méthode est appelée « siphon ». Il est à préciser ici que, contrairement à des « siphons » traditionnellement réalisés sur le réseau de grand transport, le nombre de tri-câbles nécessaire **supposerait de créer de part et d'autre de la portion souterraine des postes intermédiaires complets** permettant le passage d'un câble aérien à plusieurs tri-câble souterrain via une grille.
Un siphon plus classique s'effectuant d'un tri-câble câble aérien vers un tri-câble souterrain il ne nécessite pas de poste (la jonction pouvantse réaliser sur le pylône aéro-souterrain).

[22] Le seul franchissement du Rhône entre Lyon et Fos par une liaison souterraine RTE fait 470 mètres de longueur et 30 mètres de profondeur

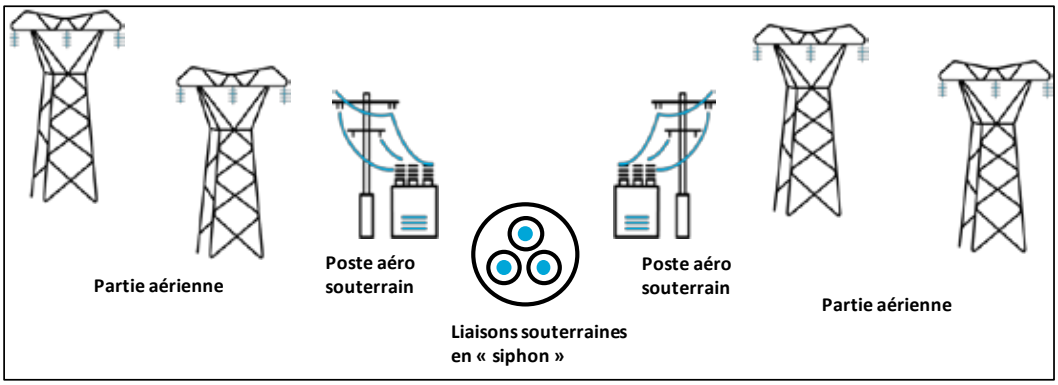


Schéma de principe d'un siphon

Aucune hypothèse de positionnement de la portion souterraine n'a été faite, à l'exception du fait qu'il s'agissait d'une portion souterraine en cours de tracé et non au départ des postes de Feuillane ou de Jonquières.
Un siphon nécessite de créer « des postes de transition » (un à chaque extrémité de la liaison souterraine siphon) pour insérer les extrémités des câbles (passage de 2 tri-câbles aériens à 8 ou 12 tri-câbles souterrains selon le nombre de tracé), les descentes des lignes et éventuels matériels électriques de coupure (disjoncteurs).

Dans cette stratégie, il convient de distinguer deux variantes en fonction de la longueur du tronçon mise en souterrain :

1. Variante 1 : longueur souterraine inférieure à [4km ; 6km][23] kilomètres[24]. Dans ce cas les postes électriques de transition souterrain / aérien ne requièrent pas l'installation en leur sein de moyens de compensation de réactif ni de disjoncteurs intermédiaires.
2. Variante 2 : longueur souterraine comprise entre [4km ; 6km] et 25[25] kilomètres. Dans ce cas, les postes électriques de transition souterrain / aérien requièrent l'installation en leur sein de disjoncteurs intermédiaires et de moyens de compensation de réactif en fonction de la longueur du siphon.

Dans les deux variantes, le tronçon souterrain serait identique à la stratégie de construction en souterrain (cf 3.3 ou 3.4, avec les impacts en termes d'emprise des tracés et chambre de jonction évoqués). On retient ici l'hypothèse sur un seul tracé avec l'installation de **12 tri-câbles** à [1,5 – 3,0] m de profondeur (fond de fouille), en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé en 400 000 volts.

En sus des considérations sur les ouvrages souterrains, ce qui différencie la consistance entre les variantes 1 et 2 est le dimensionnement des postes électriques de transition ainsi que les adaptations à réaliser dans chacun des postes de Feuillane et Jonquières qui se situent aux extrémités.

[23] En fonction de l'option choisie à un tracé (12tri-câbles, 4km) ou deux tracés (4 tri-câbles, 6km).
[24] Soit 2 liaisons de [24 km=6 tri-câbles sur 4km ; 24 km= 4 tri-câbles sur 6km] pour respecter la capacité maximale de courant capacitif que peut couper un disjoncteur placé dans les postes extrémités (25km).
[25] Comme pour la stratégie souterraine, la longueur maximale du siphon est de 25km pour des problématiques de pouvoir de coupure capacitif des disjoncteurs et des moyens de compensation seront installés dans les postes intermédiaires

Le réseau de transport d'électricité

Variante 1 : longueur souterraine inférieure à [4km ; 6km] : siphon avec postes de transition sans compensation intermédiaire

La consistance de cette stratégie correspond à la création de deux postes de transition de part et d'autre de la liaison souterraine n'intégrant pas de compensation de réactif, telle que décrite ci-dessous :

- Une extension de chacun des postes de Feuillane et Jonquières qui se situent aux extrémités afin d'y installer des moyens de compensation[26].
- La création de 2 postes électriques de transition aux extrémités de la portion souterraine de 3 ha chacun. Dans ces postes électriques de transition, l'installation de deux connections entre lignes aériennes et extrémités souterraines 400 000 volts permettrait d'assurer la transition aérien/souterrain.

Dans cette variante, le nombre maximal de siphons sur le tracé serait de 2 d'une longueur totale maximale de 4 à 6 km.

Variante 2 : longueur souterraine entre [4km ; 6km] et 25km : siphon avec postes de transition intégrant une compensation intermédiaire

La consistance de cette stratégie correspond à la création de deux postes de transition de part et d'autre de la liaison souterraine avec compensation de réactif, telle que décrite ci-dessous :

- La création de 2 postes électriques de transition aux extrémités de la portion souterraine de 3 à 15 ha chacun[27] en fonction de la longueur du siphon. Dans ces postes électriques de transition, chaque tri-câble souterrain serait raccordé à des organes de coupure. Un volume important de compensation intermédiaire du réactif est alors nécessaire[28] et ne pourrait être positionné aux postes d'extrémité. Ces moyens de compensation seraient installés dans chaque poste intermédiaire.

3.6. Etude d'une stratégie « liaison souterraine à 225 000 volts HVAC »

La plus grande liaison souterraine en 225 000 volts HVAC en France actuellement en exploitation est la liaison Boutre – Trans (ou filet de sécurité PACA) qui fait **65 kilomètres de long et a une capacité de transit de 500 MW**. Elle est équipée de 2 selfs de 80 MVAr chacune à ses extrémités pour compenser l'énergie réactive produite par le câble.

Si sa longueur est comparable à celle du présent projet, plusieurs éléments ne le rendent pas duplicable pour **9 liaisons électriques** sur des tracés indépendants permettant de couvrir **4 400 MW de capacité de transit**.

Les modalités spécifiques de construction à faible profondeur de cette liaison ne sont pas reproductibles pour 9 liaisons au sein de l'aire d'étude avec notamment la contrainte du

[26] Besoin de 2*4 selfs de 200 MVar dans les postes aux extrémités.

[27] Ordre de grandeur équivalent à la stratégie de postes de compensation en tracé unique de 12 tricâbles, soit 15ha pour chacun des 2 postes intermédiaires : en effet, une cellule de moins par tricâble mais compensée par une transition aéro-souterraine du type grille THT 400 000 volts qui nécessite une placesimilaire

[28] 12 selfs de 200 MVar par poste de compensation intermédiaire

passage du Rhône dans le présent projet, ce qui constitue un point dimensionnant pour la capacité de refroidissement du câble en raison de la surprofondeur et limiterait la capacité d'une liaison à 300 MW.

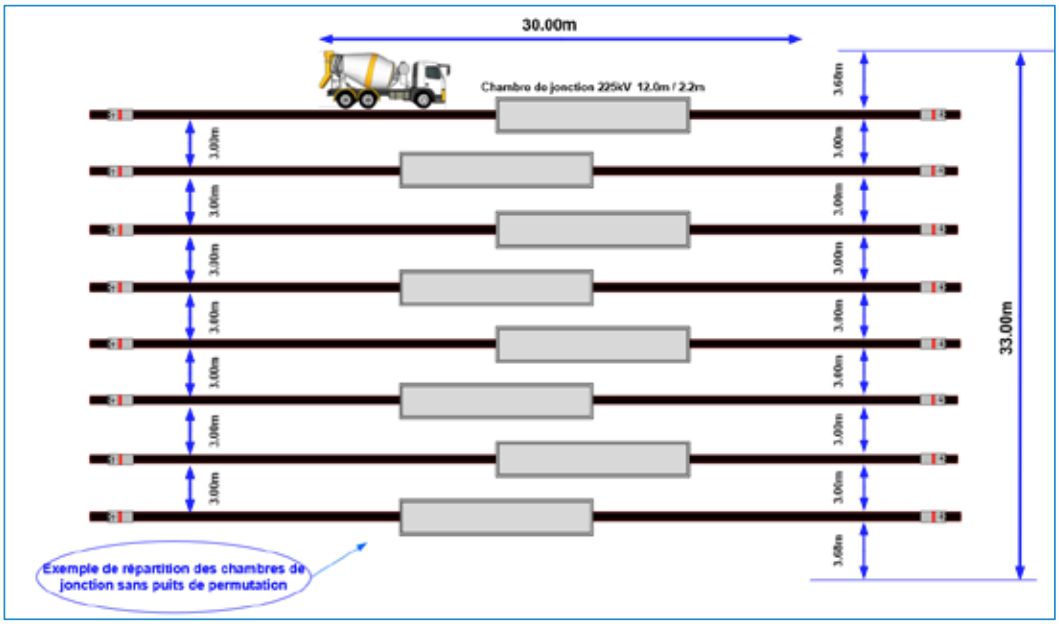
L'option à 9 liaisons électriques indépendantes n'étant pas envisageable, une stratégie consisterait à :

1. Installer **16 tri-câbles**[29] sur un tracé à [1,5 – 3,0] mètres de profondeur (fond de fouille), soit 48 câbles électriques en technologie 2 500 mm² Cuivre Optimisé en 225 000 volts, qui est le câble qui permet de transiter le plus de courant.

2. Une extension de 10 ha de chacun des postes de Feuillane et Jonquières qui se situent aux extrémités afin d'y installer davantage de départs que dans la stratégie mise en concertation (16 départs de chaque côté contre 2 dans la stratégie mise en concertation) et d'y installer des moyens de compensations[30] : 20 selfs de 200 MVar seraient nécessaires afin de compenser le réactif produit par les câbles souterrains et assurer les besoins en transit.

Cette stratégie représenterait un chantier considérable à la faisabilité non démontrée :

- **3 000 kilomètres** de câbles devraient être installés
- Une emprise pour l'ensemble des liaisons de 33 mètres de largeur



Projection de l'emprise des chambres de jonction de 8 liaisons souterraines 225 000 volts

[29] Les 3 câbles pour les 3 phases d'une liaison alternative triphasée.
[30] Le réactif généré par 16 tri-câbles est de 3 750 MVar, ce qui représente un besoin de 20 selfs de 200 MVar.

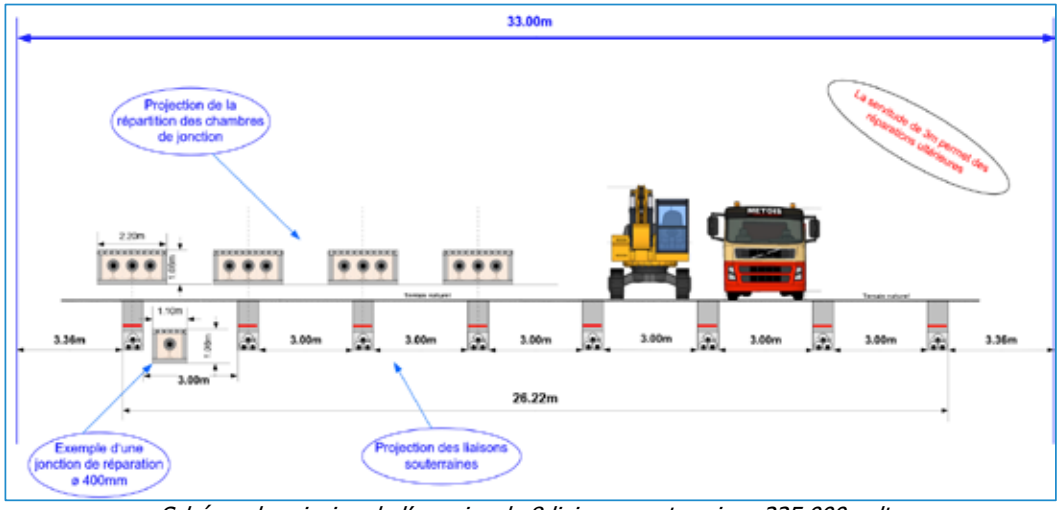


Schéma de principe de l'emprise de 8 liaisons souterraines 225 000 volts

3.7. Caractérisation des stratégies en technologie souterraine courant alternatif

Evaluation du coût des différentes stratégies

L'ordre de grandeur des coûts des différentes stratégies présentées ci-dessus est calculé de la manière suivante :

- Le coût d'ordre d'un kilomètre de liaison souterraine est estimé à 3,4 M€/km[31] par tri-câble 400 000 volts et 2 M€/km en 225 000 volts.
- Le coût d'ordre d'un départ 400 000 volts à réaliser, qu'il s'agisse de réaliser un départ self ou un départ ligne, est estimé à 4 M€ par départ[32] en 400 000 volts et 2 M€ en 225 000 volts.

	Référence	1 tracé LS 400kV	2 tracés LS 400kV	1 siphon 25km	1 tracé LS 225kV
Coûts de liaison aérienne	284 M€	-	-	160 M€	-
Coût de la liaison souterraine	-	2 652 M€	1 768 M€	1 020 M€	1 560 M€
Coûts à Feuillane et Jonquières	16 M€	154 M€	105 M€	14 M€	91 M€
Poste intermédiaires et compensation	-	467 M€	313 M€	244 M€	100 M€
Total	**300 M€**	**3 273 M€**	**2 186 M€**	**1 438 M€**	**1 751 M€**
Surcoût / référence	*100%*	*1093%*	*730%*	*480%*	*585%*

En outre, un siphon de 4 à 6 km[33] aurait un coût supérieur de 160M€ (150%) à la solution de référence. Deux siphons maximums pour un linéaire total d'environ 4 à 6 km seraient possibles au regard de la problématique d'absence de compensation intermédiaire.

[31] SDDR2024-volet-etudes-technico-économiques-doc-B.pdf (rte-france.com)

[32] Chiffrage issu des projets Flandre Maritime 400 000 volts et Navarre 400 000 volts.

[33] Soit 2 liaisons de [24 km=6 tri-câbles sur 4km ; 24 km= 4 tri-câbles sur 6km] pour respecter la capacité maximale de courant capacitif que peut couper un disjoncteur placé dans les postes extrémités (25km).

Le réseau de transport d'électricité

Evaluation du délai de réalisation des différentes stratégies

Concernant les stratégies liaisons souterraines à 400 000 volts et à 225 000 volts, l'ampleur des chantiers, la consommation de foncier ainsi que les problématiques d'approvisionnement conduisent RTE à émettre de fortes réserves quant à leur faisabilité. En tout état de cause, une mise en service des ouvrages avant 2035 ne serait pas envisageable.

Etant donné l'ampleur de la portion souterraine et des postes intermédiaires qu'elle impliquerait, la stratégie « siphon 25 kilomètres » est également concernée par ces fortes réserves.

Evaluation de l'impact sur l'environnement

Le territoire présente des caractéristiques spécifiques :

- **Zone à dominante agricole et faiblement urbanisée** : L'ouvrage traverse une région largement agricole, avec une densité urbaine limitée en dehors des centres urbains principaux tels qu'Arles, Beaucaire, et Tarascon. En raison des risques d'inondation, l'habitat est clairsemé et principalement constitué de mas et de villages.
- **Diversité agricole et élevage :** La région se distingue par une activité agricole diversifiée, comprenant la production de foin de Crau, de riz, de vignes, d'arbres fruitiers, de cultures maraîchères, ainsi que par l'élevage ovin et bovin. Ces activités agricoles contribuent à façonner les paysages locaux et à maintenir l'écosystème régional.
- **Richesse environnementale** : L'ouvrage traverse des zones environnementales d'importance, notamment la Camargue, la plaine de la Crau et les Alpilles. Ces zones abritent une biodiversité exceptionnelle, avec des écosystèmes uniques et une variété d'espèces végétales et animales. La Camargue est notamment protégée par diverses mesures réglementaires et de conservation. Le territoire traversé est également caractérisé par la présence de nappes phréatiques affleurantes et de zones humides particulièrement sensibles.

Dans ce contexte, les impacts sur l'environnement sont liés à l'implantation précise des ouvrages (tracés de détail pour les liaisons, extension de postes aux extrémités et création de poste de compensation ou transition) ainsi qu'aux modes opératoires à mettre en œuvre pour leur installation. Toutefois, des impacts génériques peuvent d'ores et déjà être identifiés à l'aune du contexte territorial. Ils sont recensés en annexe 4 du présent document.

En synthèse, voici les principaux impacts :

Pour les postes (extrémité, intermédiaire de compensation et/ou de transition) :

1. **Consommation de foncier** : une consommation de foncier importante
    a. 50 ha dans la stratégie liaisons souterraines HVAC 400 000 volts d'enfouissement sur 1 tracé,
    b. 34 ha dans la stratégie d'enfouissement liaisons souterraines HVAC 400 000 volts sur 2 tracés,
    c. 6 ha pour un siphon liaisons souterraines HVAC 400 000 volts de 4 kilomètres,
    d. 30 ha pour un siphon liaisons souterraines HVAC 400 000 volts de 25 kilomètres,

e. 20 ha dans la stratégie 2 tracés liaisons souterraines 225 000 volts,

Les surfaces nécessaires (plusieurs hectares) seront artificialisées. Elles pourraient en outre faire l'objet d'une compensation nécessitant l'acquisition de foncier supplémentaire.

3. **Impact sur le paysage et le cadre de vie** :
   - Le terrain est occupé par des installations de type industriel (charpente, transformateurs, disjoncteurs, jeux de barres, pistes …). Des aménagements et un travail sur l'architecture général pourraient permettre d'atténuer leur impact dans le paysage.
     Ces postes et postes de compensation comporteraient des éléments à l'origine d'émissions sonores pendant la phase d'exploitation. Des études acoustiques sont systématiquement réalisées et des dispositifs tels que des écrans ou murs pare-son pourraient être insérés afin de respecter les exigences réglementaires (niveau d'émergence)
   - Les travaux, d'une durée d'environ 3 ans, génèreraient des nuisances sonores temporaires, de la poussière et impliquent également une circulation accrue de camions pour approvisionner et évacuer les matériaux et matériels nécessaires aux chantiers (terrassement, plateformes et tout le matériel électrique installé) avec un impact sur la circulation routière et le voisinage. Des prescriptions seraient faites aux entreprises de travaux pour limiter des impacts. Les riverains seraient tenus informés des différentes phases des travaux en particulier pour la gêne à la circulation aux alentours du chantier.

<u>Pour les liaisons souterraines</u> :

Contrairement à l'installation d'une liaison souterraine conventionnelle, comprenant un ou deux câbles triphasés, où des mesures d'évitement et d'atténuation des impacts sur les éléments cruciaux peuvent être envisagées, les mesures prises habituellement n'auront nécessairement pas la même efficacité du fait de l'envergure exceptionnelle de cet ouvrage (largeur de l'emprise chantier et tracé linéaire continu). Ainsi, il ne serait pas possible d'éviter tous les enjeux sensibles.

- Bien que ce soit un chantier itinérant (l'avancement du chantier est de l'ordre de 500 mètres par mois selon le terrain), la phase chantier génèrerait de nombreux impacts du fait de l'emprise du chantier liée au nombre de câbles à installer :
  a. 30 mètres de large dans la stratégie d'enfouissement sur 1 tracé liaisons souterraines HVAC 400 000 volts,
  b. 2 fois 19 mètres de large dans la stratégie d'enfouissement sur 2 tracés liaisons souterraines HVAC 400 000 volts,
  c. 30 mètres de large pour un siphon de 4 kilomètres liaisons souterraines HVAC 400 000 volts,
  d. 30 mètres de large pour un siphon de 25 kilomètres liaisons souterraines HVAC 400 000 volts.
  e. 2 fois 33 mètres de large dans la stratégie 2 tracés liaisons souterraines HVAC 225 000 volts
- *Impact sur la circulation et le cadre de vie* : Perturbations dues à la réalisation de la tranchée (si le tracé est sous voirie) ou du fait de l'acheminement des engins de chantier et des matériaux, tout particulièrement les tourets de câbles. Des perturbations temporaires des accès aux habitations et nuisances dues au chantier

(bruit, poussière, circulation d'engins). Des déviations ou une circulation alternée seraient mises en place et les usagers en seraient tenus informés (site internet, affichages...).

- *Impact sur l'activité agricole* : Dégâts aux cultures occasionnés sur l'ensemble de l'emprise chantier. Le chantier est itinérant et l'exploitation sur l'emprise serait empêchée pendant cette phase. Les dégâts occasionnés seraient indemnisés selon des barèmes établis avec la profession agricole ou sur expertise.
- *Impact sur les milieux naturels et les eaux :* A ce stade, sans tracé défini ni inventaire faune/flore sur les zones concernées par les travaux, il n'est pas possible d'estimer précisément l'impact. Toutefois, du fait de l'ampleur des travaux et des enjeux écologiques particulièrement riches dans le territoire concerné, des habitats et des espèces sensibles présentes sur l'emprise du chantier seraient sans doute impactées. Si des habitats ou espèces protégées étaient recensés, e une demande de dérogation serait déposée auprès de l'administration. Elle comporterait, le cas échéant, des mesures d'évitement, de réduction et de compensation (ERC). En ce qui concerne les eaux, compte tenu du territoire et selon le secteur traversé, il serait possible que des opérations de pompage soient nécessaires. De plus, il existerait une forte probabilité de rabattement de nappes et une perturbation potentielle de la circulation des eaux due au remaniement des sols seraient probables.

- L'implantation de liaisons souterraines nécessiterait l'instauration de bandes de servitudes difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain et la plantation d'arbres à racines profondes.
    a. 29 mètres de large dans la stratégie d'enfouissement sur 1 tracé liaisons souterraines HVAC 400 000 volts,
    b. 2 fois 18 mètres de large dans la stratégie d'enfouissement sur 2 tracés liaisons souterraines HVAC 400 000 volts,
    c. 27 mètres de large pour un siphon de 4 kilomètres liaisons souterraines HVAC 400 000 volts,
    d. 18 mètres de large pour un siphon de 25 kilomètres liaisons souterraines HVAC 400 000 volts,
    e. 2 fois 32 mètres de large dans la stratégie 1 tracé liaisons souterraines HVAC 225 000 volts.

3.8. Conclusion

A l'issue de la présente étude, RTE considère que les stratégies en technologie souterraine en courant alternatif **ne constituent pas une alternative viable que ce soit technique ou financière** pour répondre au besoin.

Ces stratégies présentent un **niveau de complexité très élevé**, elles auraient un **impact fort sur le milieu naturel, sur l'activité humaine** (agriculture), et génèreraient une **occupation de foncier significative**. Par ailleurs, elles ne seraient **pas de nature à répondre à l'enjeu de délai du projet**, elles comportent des risques de faisabilité incompatibles avec les enjeux de la décarbonation, en complément d'une **certitude de surcoûts importants** par rapport à la stratégie mise en concertation.

4. Technologie souterraine en courant continu (HVDC) et application

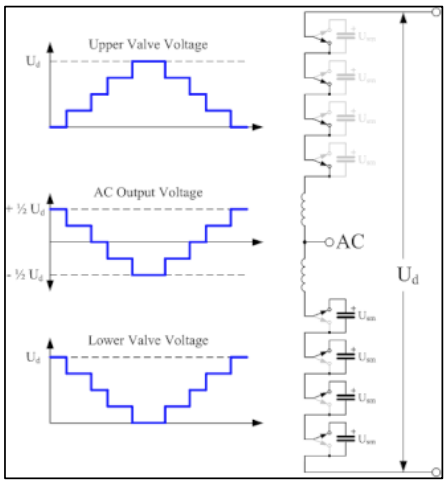
4.1. Différence entre courant continu (HVDC) et courant alternatif (HVAC)

RTE exploite actuellement 4 liaisons en courant continu. Ces liaisons sont les interconnexions avec l'Angleterre, l'Espagne et l'Italie. Trois autres projets dont 2 projets d'interconnexions sont en développement ainsi que des liaisons pour le raccordement d'installations éoliennes offshore.

Comme démontré au paragraphe précédent, les liaisons souterraines en courant alternatif ne sont pas adaptées au transit d'une grande puissance sur une grande longueur, compte tenu des problématiques d'énergie réactive.

La technologie de courant continu ou HVDC (High Voltage Direct Current) est la seule alternative pour transporter de l'électricité en grande quantité (plus de 1 000 MW) dans des câbles souterrains ou sous-marins sur des grandes distances sans compensation intermédiaire. En effet, en transportant du courant continu, les liaisons souterraines ne produisent pas d'énergie réactive et il n'est donc pas nécessaire de réaliser des postes de compensation intermédiaire.

Une liaison HVDC est insérée dans le réseau alternatif via deux stations de conversion, à chaque extrémité, qui convertissent le courant alternatif en courant continu (fonctionnement en redresseur) puis de courant continu en courant alternatif (fonctionnement en onduleur).



Principe de fonctionnement d'une station de conversion

Cette conversion repose sur le fonctionnement de très nombreux composants d'électronique de puissance, appelés valves à semi-conducteurs, qui permettent de transporter le courant dans une seule direction et qui empêchent le courant de circuler dans la direction opposée.

Ces valves sont actionnées par un système de commande informatisé[34], qui permet de contrôler avec précision l'énergie transportée.



Equipements dans une station de conversion (salle des valves)

Ainsi, contrairement à un système en courant alternatif qui repose sur des composants passifs, robustes et éprouvés et qui se régule principalement grâce aux lois de la physique (lois de Kirchhoff : l'énergie se répartit naturellement entre les différentes lignes en choisissant les chemins de moindre résistance) offrant ainsi une disponibilité et une robustesse intrinsèque permettant de faire face aux aléas du système[35], la technologie HVDC repose sur un système de contrôle informatisé complexe, avec une robustesse et une disponibilité comparativement moins bonnes. Inversement, cette technologie présente l'avantage de permettre de fixer les flux à des valeurs de consignes ou de participer au réglage de la tension, ce qui peut être intéressant dans certaines configurations.

Robustesse

Le système de contrôle doit être adapté aux caractéristiques électriques du réseau auquel il est raccordé, aux conditions d'exploitation et aux phénomènes spécifiques susceptibles de se produire pour lui permettre de réagir à l'ensemble des situations rencontrées. Toute panne d'un composant (s'il n'est pas redondé), toute mesure erronée ou toute situation non anticipée peut entraîner un dysfonctionnement de l'ensemble de la liaison. Le système de contrôle est conçu pour arrêter toute l'installation en cas de problème pouvant menacer les équipements, afin de protéger l'infrastructure et d'éviter les interactions non maitrisées avec d'autres équipements du réseau.

[34] Il y a deux grandes familles de technologie : les installations commutées par les lignes (« Line-commutated converters », LCC) et celle autocommutées, plus couramment dite « convertisseurs source de tension » (« Voltage-source converters », VSC).

[35] Une surveillance continue du réseau avec la préparation et la mise en œuvre de parades en cas d'évènements (perte d'une ligne, évolution de transit au-delà d'un seuil…) reste nécessaire.

Enfin la technologie HVDC VSC est encore récente et dispose d'une moindre maturité comparativement à la technologie aérienne HVAC qui est éprouvée à grande échelle depuis l'origine des réseaux électriques. En particulier la technologie HVDC VSC ne dispose pas de retour d'expérience sur le long terme et surtout pour le niveau de tension 525kV[36].

Disponibilité

Une liaison souterraine en courant continu HVDC (somme des parties câble et station) est comparativement moins bonne en termes de disponibilité qu'une ligne aérienne 400 000 volts.

- Indisponibilités programmées :
  - Une liaison **aérienne 400 000 volts connait des indisponibilités programmées 3 semaines tous les 25 ans pour 100 km.**
  - Courant continu (HVDC) :
    - Des indisponibilités programmées nécessaires pour réaliser les opérations de maintenance des stations de 5 jours par an ou **5 jours tous les deux ans** (soit 1,3 % ou 0,7 % du temps). La maintenance des deux stations aux extrémités est simultanée et la maintenance de la liaison (visite des puits de terre et de permutation) s'effectue également en temps masqué (c'est-à-dire en même temps que des interventions plus longues).
    - Enfin, s'y ajoute le renouvellement du contrôle commande qui doit être réalisé environ tous les 20 ans impliquant une indisponibilité programmée estimée à ce jour à environ 60 jours.

- Indisponibilités fortuites (avaries) :
  - Une liaison **aérienne 400 000 volts connait des indisponibilités fortuites de l'ordre de 3h/an/100 km.**
  - HVDC :
    - Les stations de conversion sont équipées de nombreux composants. Bien que la plupart soient redondés, des avaries peuvent interrompre le fonctionnement des stations avec une fréquence moyenne de 0,75 avarie/an/station : la recherche de panne et la réparation durent en moyenne 45 heures et **chaque station est ainsi indisponible environ 35 heures/an**.
    - Les liaisons souterraines sont peu sensibles aux événements climatiques (à l'exception des glissements de terrain) mais peuvent faire l'objet d'agressions mécaniques externes (coup de pelleteuse) ou de défauts d'isolement internes (jonctions, têtes de câbles ou en plein câble). La fréquence de ces événements est semblable à celles des défauts qui affectent les lignes aériennes (tous les 9 ans pour 100 kilomètres) mais

[36] Première HVDC VSC exploitée par RTE mise en service en 2015, soit moins de 10 ans, alors que les liaisons aériennes sont exploitées depuis plus de 100 ans sur l'ensemble du territoire.

leur durée moyenne est bien plus importante (26 jours) compte tenu du délai pour les localiser et les réparer : une liaison souterraine est ainsi indisponible en moyenne 3 jours/100 kilomètres/an.

Ces éléments sont une cause supplémentaire d'exclusion par RTE de la mise en œuvre d'une solution HVDC sur le projet Feuillane-Jonquières car jugée trop risquée par rapport à la solution de référence compte tenu des enjeux associés au projet. En effet, celui-ci doit permettre d'alimenter durablement et avec le meilleur niveau de service possible une zone industrielle comportant de nombreux process sensibles et de sécuriser l'alimentation de la PACA dans un contexte de doublement de la consommation.

4.2. Références nationales et internationales

A ces considérations techniques s'ajoutent des coûts très élevés pour les stations de conversion et des délais de mise en service très longs (détaillés plus loin) qui conduisent les gestionnaires de réseau de transport à limiter l'usage des liaisons HVDC à des applications très spécifiques :

- Le raccordement de parcs éoliens offshore de puissances conséquentes (de **900 à 2 000 MW** en Europe) éloignés des côtes (de l'ordre de 100km). On rappelle ici qu'une solution en courant alternatif n'est pas envisageable dans des conditions économiques satisfaisantes car pour une grande longueur il faut réaliser des postes de compensation de réactif en mer.

- Les interconnexions transfrontalières (liaisons permettant de réaliser des échanges d'électricité afin réduire les coûts d'exploitation du système et assurer la sécurité d'approvisionnement) : **dans ces cas, la technologie HVDC est une solution envisageable car les conséquences d'une défaillance affectent uniquement l'équilibre offre demande** : les GRT doivent disposer des parades nécessaires pour s'en prémunir afin d'assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique sur leur zone électrique et mettre en œuvre les dispositions contractuelles nécessaires vis-à-vis des acteurs de marchés. Enfin, la technologie HVDC est obligatoire pour relier des réseaux asynchrones.

Aujourd'hui, on observe que les liaisons HVDC sont réservées aux usages pour lesquells elles ont été conçues : liaisons d'interconnexion entre deux pays, raccordement de production éolienne en cf annexe 6.

Certaines liaisons d'interconnexion en HVDC peuvent être assez courtes. Par exemple, les liaisons citées ci-dessous sont proches de la longueur de la liaison Jonquières-Feuillane :

- INELFE 1 (France-Espagne) : **65 kilomètres, 2 000 MW**, 4 câbles 2 500 mm² Cuivre
- ElecLink (France-UK): **50 kilomètres, 1 000 MW**, 2 câbles 2 500 mm² Aluminium

Pour autant les ordres de grandeurs des puissances transitées par ces projets ne sont pas comparables avec le projet Feuillane-Jonquières (**besoin de 4 400 MW**).

Si ceux-ci restent en nombre limité, il existe quelques projets HVDC encore plus courts dans le monde, où la puissance peut également être limitée. Ces projets répondent à des besoins très particuliers :

- Raccorder des réseaux HVAC isolés, typiquement le raccordement d'îles, sans augmenter la puissance de court-circuit du réseau local, ou bien pour en améliorer les performances grâce au caractère pilotable des HVDC.
- Raccorder des réseaux HVAC asynchrones.

4.3. Hypothèses d'étude d'une stratégie liaison souterraine HVDC

Plusieurs paliers techniques pour les liaisons HVDC enterrées existent et se sont imposés comme des standards industriels. Ils sont caractérisés par leur niveau de tension et par leur topologie, cette dernière ayant des incidences sur le nombre de câbles et la technologie des stations. Pour du transport de grosse puissance, les deux paliers principaux sont le 320 000 volts en configuration monopôle symétrique, ainsi que le 525 000 volts en configuration bipôle.

Les liaisons HVDC avec câbles isolés pouvant fournir la puissance de raccordement la plus importante sont des liaisons 525 000 volts, pouvant atteindre une puissance allant jusqu'à 2 GW. C'est aujourd'hui le système de câble qui se trouve être le facteur limitant dans la puissance atteignable d'une telle technologie. Les fournisseurs n'ont pas développé de solution de câbles disponible à une échelle industrielle pouvant supporter des tensions significativement plus élevées que 525 000 volts.

Les études qui suivent sont donc réalisées en considérant le câble HVDC terrestre le plus performant possible du point de vue de la capacité de transit à horizon de temps du projet, c'est à dire un câble de section 3 000 mm² cuivre et pouvant être opéré à une température d'exploitation maximale de 80 °C. A date de rédaction de cette note, ce type de câble est encore majoritairement en développement même s'il est possible qu'il soit industriellement disponible à date de réalisation du projet. Considérer un autre câble que celui-ci, encore plus performant (i.e. de section et/ou de température d'exploitation supérieure) n'est pas envisageable en l'état des connaissances actuelles.

4.4. Etude d'une stratégie « liaisons souterraines HVDC terrestres »

La capacité de transit de 4 400 MW **ne pourrait pas être intégralement garantie par l'implantation de deux liaisons 525 000 volts seules**, même en considérant les meilleurs câbles en développement, **celles-ci se trouvant limitées à 2 GW** chacune environ. Il serait donc nécessaire d'apporter un **complément de puissance d'au moins 400 MW** pour répondre au besoin fonctionnel du projet. Celui-ci pourrait être envisagé de plusieurs manières :

1. Par la réalisation d'une 3ème liaison HVDC 320 000 volts d'une capacité d'environ 1 GW,
2. Par la réalisation d'une 3ème liaison HVDC, de tension à définir et d'une capacité de 400 MW,
3. Par la réalisation d'une nouvelle liaison souterraine HVAC d'une capacité de 400 MW.

Parmi les options ci-dessus, la 3ème est la seule qui nécessiterait la **création de stations de compensation consommant du foncier sur le tracé** (pour les raisons évoquées au 3.4) en plus des postes aux extrémités et qui, de fait, aurait le plus gros impact environnemental

et présenterait le plus de contraintes travaux pour les collectivités locales. Elle n'est donc pas étudiée davantage ici.

La deuxième option, si elle a l'avantage de répondre précisément à la consigne de puissance, sort en revanche des standards industriels HVDC habituels. Se posent alors des contraintes d'acceptabilité par les fournisseurs, de qualité et de maintenabilité dans le temps d'un ouvrage si spécifique. Par rapport à l'option numéro 1, le nombre de câbles, de chambres de jonctions, l'emprise des travaux etc. resteraient sensiblement identiques, en revanche la conception des câbles ainsi que celle des stations de conversion serait adaptée.

Par conséquent seule l'option avec un complément HVDC de 320 000 volts (option 1 ci-dessus) est étudiée en détails dans le présent document.
Une variante à cette option souterraine est présentée dans la section suivante avec le scénario sous-fluvial.

Une telle stratégie consisterait à :

1. Installer sur un tracé **1 liaison HVDC 525 000 volts d'une capacité de 2 GW** composée de 3 câbles[37] et **1 liaison HVDC 320 000 volts, de capacité environ 1GW**, composée de 2 câbles, soit un total de 325 kilomètres de câbles électriques en technologie 3 000 mm² cuivre.

2. Installer sur un autre tracé **1 liaison HVDC 525 000 volts d'une capacité de 2 GW**, composée de 3 câbles soit 195 kilomètres de câbles électriques.

3. Construire 6 stations de conversion de 5 à 6 ha[38] chacune avec bâtiments d'environ 1 ha et d'environ 20 mètres de haut. Cela représente une **extension de 18 ha**[39] **de chacun des postes de Feuillane et Jonquières** qui se situent aux extrémités afin d'y installer et d'y raccorder 3 stations de conversion.

Si le nombre de liaisons serait moindre qu'en HVAC, cette stratégie représenterait un chantier considérable au regard du nombre de stations de conversion à construire et de la surface de 36 ha à occuper à proximité des postes électriques de Feuillane et de Jonquières.

Hypothèse d'implantation des ouvrages

Sans avoir aucune garantie sur leur faisabilité technique[40], deux tracés ont été esquissés dans le cadre de la présente étude. Dans les évaluations de la stratégie, ces tracés ont fait l'objet

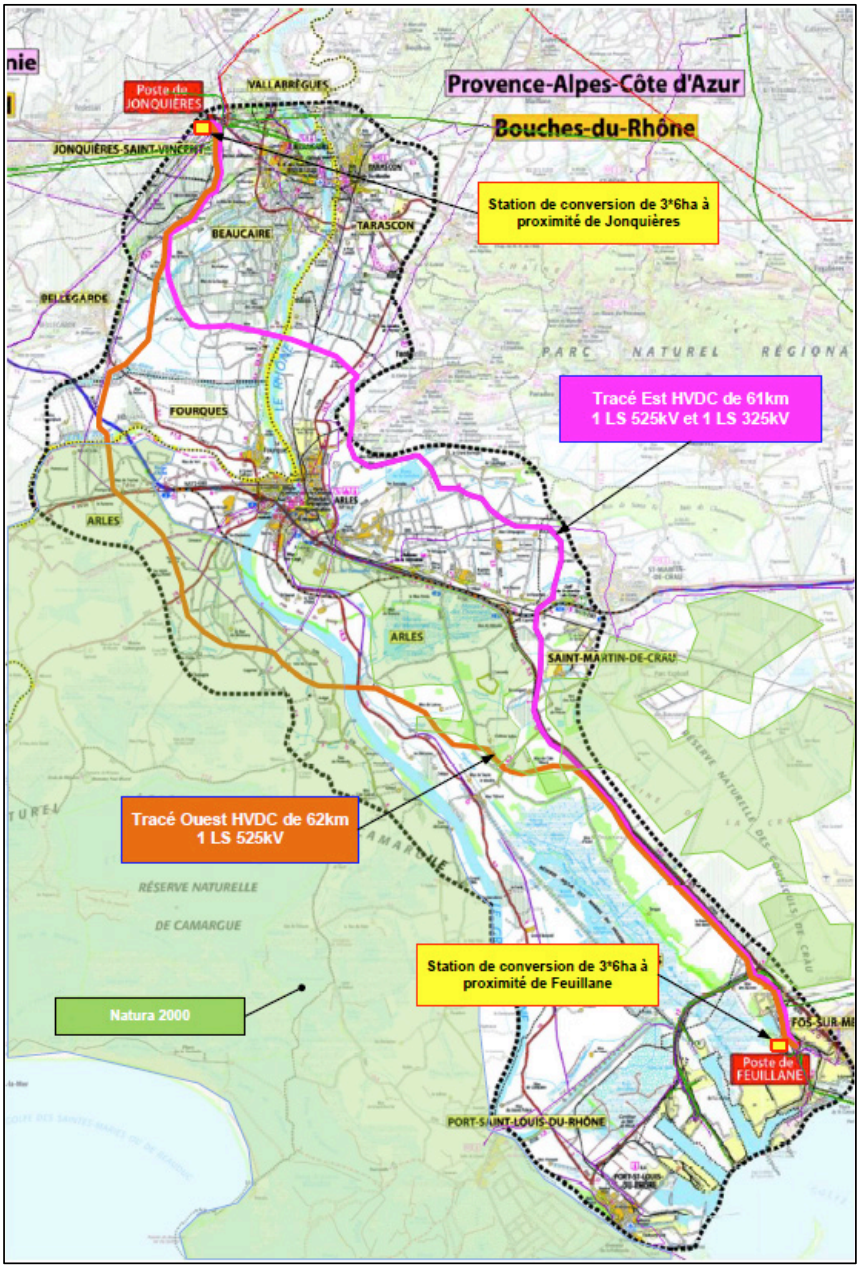
[37] La possible nécessité d'un troisième câble dit « câble de retour » sur chaque liaison 525 000 volts, permettant un meilleur équilibrage entre pôle et un transit minimum assuré en cas de défaut sur un des pôles, est à prendre en compte.

[38] On considère dans la suite du document une surface conservative de 6ha par station, 5 ha étant envisageable selon les fournisseurs

[39] La surface nécessaire pour l'implantation de chacune des 6 stations de conversion est estimée à 6 ha avec une hauteur de bâtiment de 20 mètres environ.

[40] • Foncier de 18ha disponible à proximité directe de chacun des postes électriques postes de Jonquières et Feuillane
* Un sous-sol non encombré (circuits d'irrigation, canalisations eau, gaz, pipeline, …)
* Faisabilité de la traversée le Rhône et autres cours d'eau

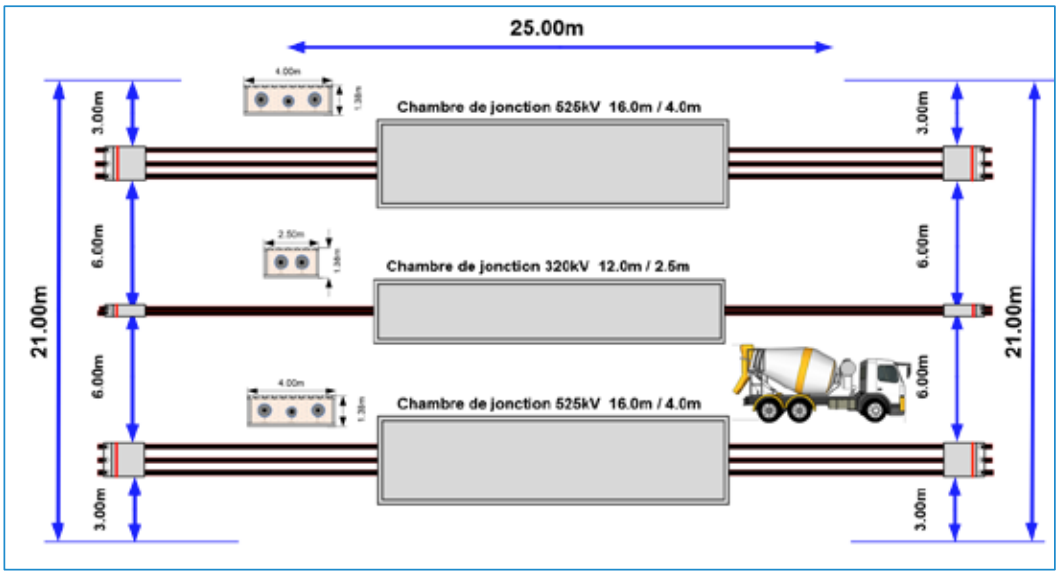
d'une évaluation de longueur de 65 kilomètres chacun, identique à celle de la stratégie « liaison aérienne 400 000 volts » présentée par RTE lors de la concertation.



Plan de principe de la stratégie « Liaisons souterraines HVDC terrestres »

- <u>Consistance technique du volet liaisons</u>

Des jonctions sur chacun des câbles devraient être réalisées tous les 1 000 mètres environ, ce qui représenterait approximativement 504 jonctions, placées dans 189 chambres de jonctions. Chaque chambre de jonction serait bétonnée et de dimension 16 m x 4 m en 525 kV[41] et 12 m x 2,5 m en 320 000 volts. Par ailleurs, toutes les 3 chambres de jonction, un puits visitable devrait être réalisé.



Projection de l'emprise des chambres de jonction 25 mètres sur 20 mètres tous les 1 kilomètre sur la partie sud du tracé avant l'arrivée sur le poste de Feuillane

- <u>Les emprises nécessaires pour la phase travaux et pour l'implantation des liaisons électriques seraient réduites par rapport à la solution liaisons souterraines HVAC</u>

Pour le premier tracé, comprenant une liaison 525 000 volts et une liaison 320 000 volts, un espacement minimum de 6 mètres entre les deux liaisons serait nécessaire pour assurer une puissance transportable de 3 GW et devrait être assuré sur l'ensemble du tracé.

Emprise nécessaire pour les liaisons de :

- 8 mètres pour le tracé Est en prenant en compte un espacement de 6 mètres de largeur entre les deux liaisons.
- 1,5 mètre de largeur pour le tracé Ouest pour 1 seule liaison.
- Environ 15 mètres de largeur sur la partie Sud du tracé où les 3 liaisons HVDC sont regroupés et séparées de 6 mètres de largeur.

Emprise nécessaire pour les travaux : 21 mètres environ de largeur pour le chantier, auquel il convient d'ajouter les aspects logistiques de stockage et de livraison, de circulations d'engins et d'impacts associés sur la circulation.

[41] En 525 000 volts, les dimensions des chambres sont encore à l'étude et peuvent évoluer légèrement

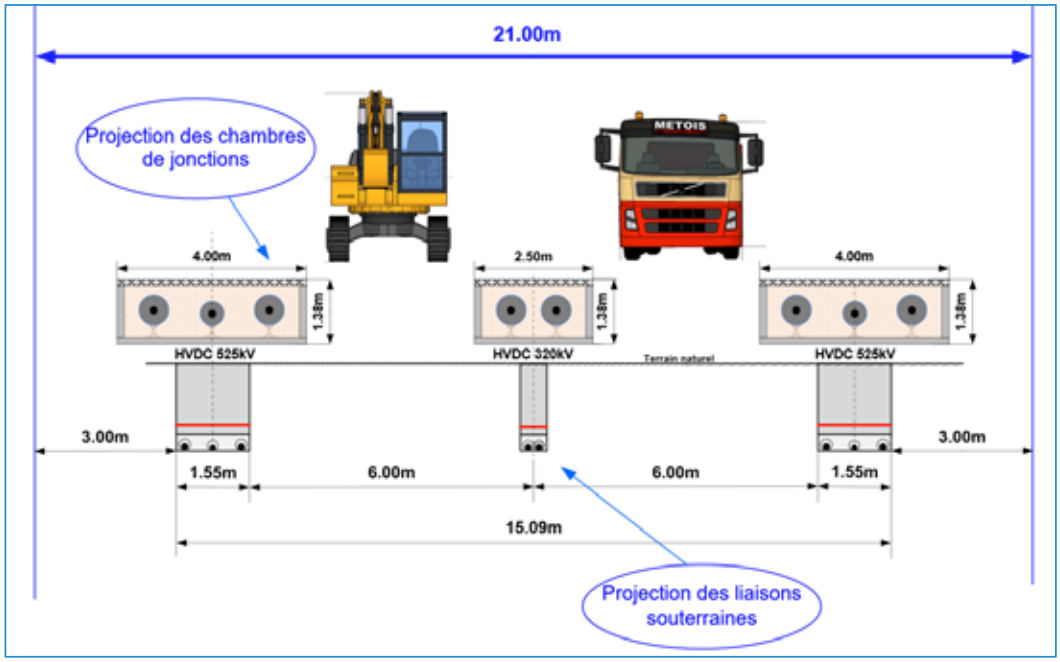


Schéma de principe de l'emprise de 3 liaisons souterraines HVDC sur la partie sud du tracé avant l'arrivée sur le poste de Feuillane

Les stations de conversion

Une extension de 18 ha de chacun des postes de Feuillane et de Jonquières qui se situent aux extrémités serait nécessaire afin d'y installer et d'y raccorder 3 stations de conversion chacune



Station de conversion du projet Savoie Piémont (2 000 MW – 320 000 volts, 6 hectares)

4.5. Etude d'une stratégie liaison souterraine HVDC sous-fluviale

La présente section explore les spécificités d'une variante de la stratégie précédente, avec la recherche d'un tracé sous-fluvial autant que possible.

La pose des liaisons HVDC dans le Rhône consisterait à utiliser une technologie de câbles sous-marins. Il y aurait nécessité de poser 8 câbles (3*2 en 525 000 volts et 2 en 320 000 volts).

Entre l'écluse de Barcarin (Port-Saint-Louis-du-Rhône) et l'écluse de Vallabrègues, la largeur minimale du chenal est de 60 mètres.

- Dimensionnement

Afin de pérenniser l'installation et de garantir la sécurité, tout câble sous-marin devrait être protégé, par différentes technologies qui sont fonction des types de sols et des conditions hydro-sédimentaires.

Dans le cas d'une liaison dans le lit du Rhône, une première évaluation thermique démontre que les câbles devraient être ensouillés à moins de 4 mètres de profondeur d'ensouillage afin de ne pas limiter la capacité d'évacuation de la liaison. Or selon le type de sol rencontré notamment en cas de sédiments meubles (sables, vases), cette profondeur pourrait s'avérer insuffisante pour protéger les câbles des opérations de dragage et des ancres des plus gros navires devant mouiller en cas d'avarie.

- Installation

L'installation de liaisons HVDC pouvant transiter plus de 4 GW dans le lit du Rhône poserait deux problématiques techniques majeures :

- La multiplication de câbles de forte puissance sur un faible espacement ;
- L'installation d'une liaison sous-marine à très faible profondeur.

Les 8 câbles devraient être installés côte à côte. Dans le secteur le moins large du tracé fluvial, en optimisant les espacements entre câbles, la distance maximale entre câbles serait comprise entre 6,5 et 15 mètres fonction du scénario de pose retenu.

En termes d'installation, ces espacements sont extrêmement faibles en comparaison d'une pose standard pour les câbles sous-marins en mer, et ne laisseraient aucune marge de manœuvre pour éviter de potentiels obstacles (rochers, débris, zones polluées, zones protégées…) qu'il est très probable de rencontrer sur une distance de 50 à 60 kilomètres.

Au-delà de la difficulté de la pose du premier câble, un risque additionnel s'ajouterait dans la pose des suivants avec un risque élevé d'endommagement d'un câble adjacent précédemment installé ce qui pose de nombreuses questions contractuelles et assurantielles.

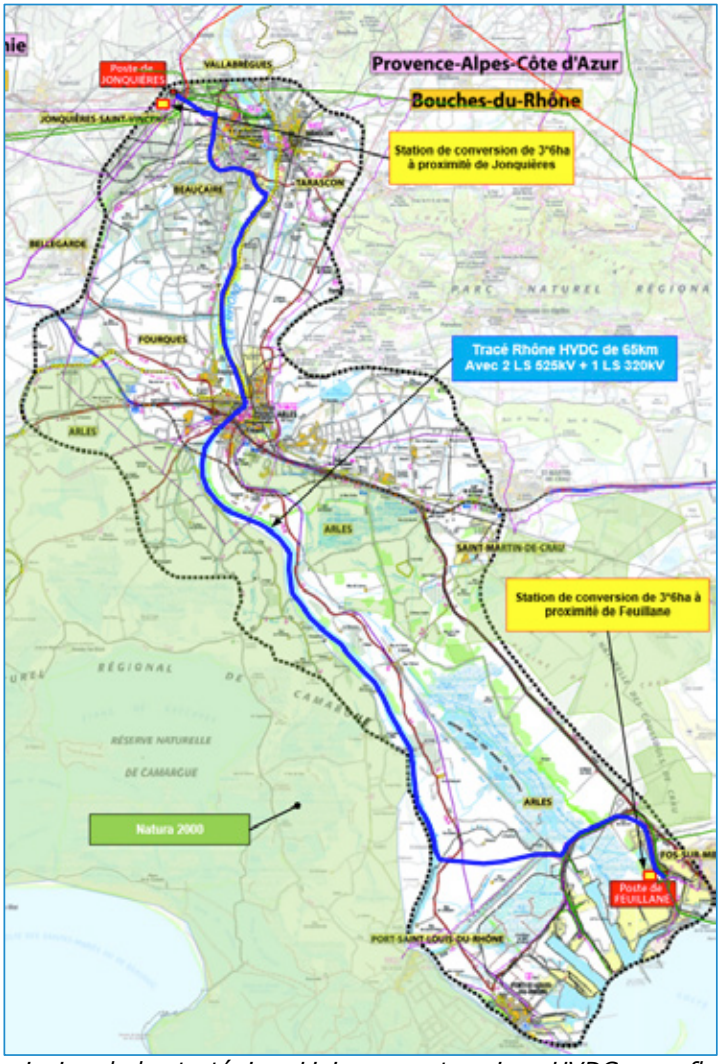
Par ailleurs, les moyens nautiques pour installer de tels kilométrages de lignes sous-marines sont relativement limités car ultraspécialisés, devant être équipés d'imposants carrousels pour pouvoir contenir des milliers de tonnes de câbles. Ainsi, pour charger de telles longueurs de câbles, les navires câbliers standards de type DP2 (positionnement dynamique avec redondance) ont des tirants d'eau d'environ 10 mètres, incompatibles avec les profondeurs d'eau garanties pour la navigation qui sont plutôt comprises entre 3 mètres et 5,50 mètres. Par ailleurs, les tirants d'air de ces navires sont également importants, de l'ordre de 20 mètres, ce qui n'est également pas compatible avec les tirants d'air maximum de 6,30 mètres sur le Rhône.

Enfin, il y a une navigation régulière sur le Rhône, dont une centaine de grands navires de transports, qui peuvent atteindre les 185 mètres de long et 11,50 mètres de large (compatibles avec les gabarits des écluses). En mer, pour les travaux d'installation de câbles, il est demandé des distances d'évitement typiquement supérieures ou égales à 500 mètres. En l'état, l'installation des liaisons dans le chenal nécessiterait un arrêt de la navigation sur le Rhône si on appliquait les mêmes règles qu'en mer. Or, étant donné les contraintes, les travaux d'installation s'étaleraient sur 3 à 8 campagnes et prendraient plusieurs mois, probablement sur plusieurs saisons. Ceci est sans compter les campagnes d'études préalables de caractérisation des sols qui pourraient également engendrer des contraintes.

- Hypothèse d'implantation des ouvrages

Sans avoir aucune garantie sur sa faisabilité technique[42], un tracé a été esquissé dans le cadre de la présente étude. Dans les évaluations de la stratégie, ce tracé fait l'objet d'une évaluation de longueur de 65 kilomètres, identique à celle de la stratégie liaisons aérienne 400 000 volts présentée par RTE lors de la concertation.

[42] Foncier de 18 ha disponible à proximité directe de chacun des postes électriques postes de Jonquières et Feuillane
* Un sous-sol non encombré (circuits d'irrigation, canalisations eau, gaz, pipeline, …)
* Faisabilité de la traversée le Rhône et autres cours d'eau



Plan de principe de la stratégie « Liaisons souterraines HVDC sous-fluviales »

- <u>Maintenance et exploitation concernant la partie sous-fluviale</u>

En cas de défaut, la réparation d'un câble sous-marin nécessiterait l'introduction d'une surlongeur de câble dont la largeur est d'au moins 3 fois la hauteur d'eau, soit environ 10 à 20 mètres dans ce cas. De plus, l'installation et la protection d'un câble nécessite d'être à une certaine distance d'un câble existant. Dans ces conditions, il n'est pas faisable de réparer les câbles dans les endroits où le chenal est le plus étroit.

Etant donné la proximité des câbles, il y a un mode commun de défaillance des câbles sous-marins liée à l'agression par une ancre. En effet, en cas de besoin d'arrêt d'urgence, pour les plus gros bateaux, l'ancre pénètre profondément dans le sol et peut nécessiter plusieurs dizaines de mètres avant l'arrêt. Il est donc probable que plusieurs câbles seraient endommagés. Or, l'arrêt de 2 des 3 liaisons impliquerait une perte de puissance supérieure à

2 GW. Ce niveau de perte est fortement impactant, difficilement accommodable du point de vue de l'exploitation du réseau électrique et de l'alimentation des clients qui seraient durablement coupés.

- Conclusion : infaisabilité des travaux

Le besoin de 8 câbles sous-marins à installer serait d'environ 400 kilomètres de câble aux caractéristiques dimensionnelles et mécaniques impliquant des moyens de stockage/déroulage adaptés (i.e. des carrousels de taille adaptées). Les navires ou moyens nautiques nécessaires à ce transport et cette installation, auraient des gabarits bien supérieurs aux limites de navigabilité du fleuve : tirant d'eau, tirant d'air, rendant la solution sous-fluviale inenvisageable.

En complément de l'infaisabilité de la pose des câbles, les considérations suivantes ont été relevées dans l'étude :

- La largeur du chenal ne permettrait pas partout d'avoir une marge suffisante pour installer les câbles en évitant les potentiels obstacles, et en maîtrisant les risques pour les câbles adjacents.
- Les travaux d'installation ne sont pas compatibles avec le maintien de la navigation sur le Rhône, et ce pour plusieurs mois pendant plusieurs années.
- Le risque d'endommagement des câbles aurait pour conséquence des niveaux de perte de puissance difficilement compatible avec l'exploitation du réseau électrique.
- L'installation des câbles dans le fleuve ne permettrait pas d'assurer leur maintenabilité.

Un passage de liaisons en technique sous-marine dans le Rhône n'apparaît donc pas faisable dans des conditions industrielles raisonnables pour ce projet.

4.6. Caractérisation des solutions en technologie souterraine courant continu

- Evaluation du coût des différentes stratégies

Le coût d'ordre de cette stratégie est d'environ 4,25 Md€. Il est calculé de la manière suivante :

- Le coût d'une liaison HVDC 525 000 volts de 65 kilomètres est estimé à environ 1600M€. Il se compose de 2 stations de conversion à 600 M€/station et 65 kilomètres de liaison à 6 M€/km.
- Le coût d'une liaison HVDC 320 000 volts de 65 kilomètres est estimé à environ 1 050 M€. Il se compose de de 2 stations de conversion à 400 M€/station et 65 kilomètres de liaison à 3,6 M€/km. Couvrir l'ensemble du besoin nécessiterait une 3e liaison qui conduirait à dépasser le besoin. Le coût que l'on imputerait à la couverture du besoin serait de 40% du montant de cette 3e liaison et serait imputé sur le projet.

Le coût de la stratégie HVDC, incluant 2 liaisons HVDC 525 000 volts et 1 liaison HVDC 320 000 volts, est donc estimé à 3 632 M€.

	Référence	2 HVDC 525kV	40% de 1 HVDC 320kV
Coûts de liaison aérienne	284 M€	-	-
Coût de la liaison souterraine	-	780 M€	94 M€
Coûts à Feuillane et Jonquières	16 M€	32 M€	6 M€
Stations de conversion	-	2 400 M€	320 M€
Sous total	300 M€	3 212 M€	420 M€
Total	**300 M€**	**3 632 M€**	
		1213%	

Les coûts unitaires retenus reposent sur les derniers prix observés par RTE. Ces prix ont augmenté très fortement ces dernières années et restent évolutifs, dans la mesure où la demande européenne est très importante, notamment pour raccorder l'éolien offshore, alors que l'offre ne s'est pas encore adaptée. De plus, ces coûts n'intègrent pas les difficultés techniques particulières notamment les franchissements complexes (Rhône, infrastructures ou surprofondeurs).

Cette stratégie est ainsi plus de 12 fois plus coûteuse que la stratégie proposée en technologie aérienne 400 000 volts en courant alternatif.

Pour mémoire, les investissements de RTE sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie. Ils sont financés par l'entreprise (dette et capitaux propres) et répercutés dans le TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité), payé par l'ensemble des utilisateurs du réseau (particuliers, tertiaires, industriels). La transition énergétique, avec l'électrification croissante des usages, impose de devoir renforcer de façon massive le réseau très haute tension en France d'ici à 2040 à un coût supportable pour permettre de continuer à assurer les transits entre les lieux de production et de consommation.

- Evaluation du délai de réalisation des différentes stratégies

Concernant les stratégies « liaisons souterraines en courant continu », la complexité des études d'insertion, la consommation de foncier ainsi que les problématiques d'approvisionnement conduisent RTE à émettre de fortes réserves quant à leurs faisabilités avant l'horizon 2035.

Sur la problématique foncière, la capacité de RTE de trouver 18 hectares à Jonquières-Saint-Vincent et à Feuillane est soumise à de fortes réserves, d'autant plus que l'emplacement des stations de conversion devrait être à proximité directe des postes électriques, ce qui limite les parcelles concernées.

Sur les problématiques d'approvisionnements, il n'est pas possible de mettre en service des liaisons HVDC 525 000 ou 320 000 volts avant 2033 au plus tôt, et plus vraisemblablement en 2035, en prenant la décision aujourd'hui pour les raisons suivantes :

- la demande de liaisons HVDC en Europe, liée au développement de l'éolien offshore loin des côtes, est aujourd'hui très importante : la capacité industrielle actuelle, que ce soit pour fabriquer des câbles ou des stations, est insuffisante et se traduit par des délais importants d'approvisionnement de l'ordre de 4 à 5 ans, même en optimisant le processus achat (marché groupé anticipé). En comparaison, l'approvisionnement des

pylônes et des conducteurs aériens ne pose pas de difficultés particulières et n'entraine pas de délais particuliers.

- la construction des stations de conversion nécessiterait 4 ans incompressibles et se poursuivrait par des essais longs et complexes sur environ un an. Le délai pour les travaux de construction des liaisons souterraines pourrait être parallélisé avec les travaux des stations en ayant recours à plusieurs équipes.

- Les délais de concertation et de procédures administratives seraient semblables quelle que soit la technologie (de l'ordre de 3 à 4 ans, selon la longueur du projet).

Par conséquent, **le délai de réalisation des ouvrages serait incompatible avec les besoins exprimés par les consommateurs industriels de la zone de Fos-sur-Mer qui implique une mise en service à horizon 2028.**

- Evaluation de l'impact sur l'environnement

Le territoire présente des caractéristiques spécifiques :

- **Zone à dominante agricole et faiblement urbanisée** : L'ouvrage traverse une région largement agricole, avec une densité urbaine limitée en dehors des centres urbains principaux tels qu'Arles, Beaucaire, et Tarascon. En raison des risques d'inondation, l'habitat est clairsemé et principalement constitué de mas et de villages.
- **Diversité agricole et élevage :** La région se distingue par une activité agricole diversifiée, comprenant la production de foin de Crau, de riz, de vignes, d'arbres fruitiers, de cultures maraîchères, ainsi que par l'élevage ovin et bovin. Ces activités agricoles contribuent à façonner les paysages locaux et à maintenir l'écosystème régional.
- **Richesse environnementale** : L'ouvrage traverse des zones environnementales d'importance, notamment la Camargue, la plaine de la Crau et les Alpilles. Ces zones abritent une biodiversité exceptionnelle, avec des écosystèmes uniques et une variété d'espèces végétales et animales. La Camargue est notamment protégée par diverses mesures réglementaires et de conservation. Le territoire traversé est également caractérisé par la présence de nappes phréatiques affleurantes et de zones humides particulièrement sensibles.

Les impacts sur l'environnement sont liés à l'implantation précise des ouvrages (tracés de détail pour les liaisons, implantation pour les stations de conversion) ainsi qu'aux modes opératoires à mettre en œuvre pour leur installation. Toutefois, les principaux impacts génériques peuvent d'ores et déjà être identifiés. Ils ont été recensés en annexe 5 du présent document. En synthèse, ci-après les principaux impacts :

Pour les stations de conversion, les principaux impacts sont concentrés sur la phase exploitation avec :

1. **Consommation de foncier** : Une consommation de foncier plus importante que dans la stratégie mise en concertation : Le besoin minimal estimé pour une stratégie HVDC serait de 36 ha (18 ha à chaque extrémité des liaisons HVDC). Les surfaces nécessaires (plusieurs ha) seront artificialisées. Elles pourront en outre faire l'objet de compensation nécessitant l'acquisition de foncier supplémentaire.

2. **Impact sur le paysage et le cadre de vie** :
    - Les installations d'électronique de puissance sont installées dans un bâtiment pour pouvoir être climatisées et éviter toute poussière (surpression). La taille de ce bâtiment est de l'ordre de 100 m x 50 m avec une hauteur d'environ 20 mètres. Des aménagements et un travail sur l'architecture générale peuvent permettre d'atténuer leur impact dans le paysage.
    - Le reste du terrain est occupé par des installations de type industriel (charpente, transformateurs, disjoncteurs, jeux de barres, pistes …). Ces stations de conversion comportent des éléments à l'origine d'émissions sonores pendant la phase d'exploitation. Des études acoustiques sont systématiquement réalisées et des dispositifs tel que des écrans ou murs pare-son peuvent être insérés afin de respecter les exigences réglementaires (niveau d'émergence).
    - Les travaux, d'une durée d'environ 4 ans, génèrent des nuisances sonores, de la poussière et impliquent également des allers-retours de camions pour approvisionner et évacuer les matériaux et matériels nécessaires aux chantiers (terrassement, plateformes et tout le matériel électrique installé) avec un impact sur la circulation routière et le voisinage. Des prescriptions sont faites aux entreprises travaux pour limiter des impacts. Les riverains sont tenus informés des différentes phases des travaux en particulier pour la gêne à la circulation aux alentours du chantier.

Pour les liaisons souterraines, les principaux impacts sont concentrés sur la phase travaux. En outre, pour des liaisons souterraines, il est difficile d'éviter les espaces à enjeux (tracé linéaire et continu, largeur de l'emprise de chantier importante).

- Bien que ce soit un chantier itinérant (l'avancement du chantier est de l'ordre de 500m par mois selon le terrain), la phase chantier génère de nombreux impacts temporaires du fait de l'emprise du chantier liée au nombre de câbles à installer :
    a. 14 mètres de large pour une liaison souterraine HVDC 525 000 volts + une liaison souterraine HVDC 320 000 volts,
    b. 7,5 mètres de large pour une liaison souterraine HVDC 525 000 volts
    c. 21 mètres de large pour une liaison souterraine HVDC avec un unique tracé (2 liaisons souterraines 525 000 volts et une liaison souterraine 320 000 volts)
- *Impact sur la circulation et le cadre de vie* : Perturbations dues à la réalisation de la tranchée (si le tracé est sous voirie) ou du fait de l'acheminement des engins de chantier et des matériaux tout particulièrement les tourets de câbles. Des perturbations temporaires des accès aux habitations et nuisances dues au chantier (bruit, poussière, circulation d'engins). Des prescriptions sont faites aux entreprises travaux pour limiter des impacts. Les riverains sont tenus informés des différentes phases des travaux en particulier pour la gêne à la circulation aux alentours du chantier.
- *Impact sur l'activité agricole* : Dégâts aux cultures occasionnés sur l'ensemble de l'emprise chantier. Le chantier est itinérant et l'exploitation sur l'emprise est empêchée pendant cette phase. Les dégâts occasionnés sont indemnisés selon des barèmes établis avec la profession agricole ou sur expertise.
- *Impact sur les milieux naturels et les eaux :* A ce stade, sans tracé défini ni inventaire faune/flore sur les zones concernées par les travaux, il n'est pas possible

d'en estimer l'impact. Toutefois, du fait de l'ampleur des travaux et des enjeux écologiques particulièrement riches dans le territoire concerné, des habitats et des espèces sensibles présentes sur l'emprise du chantier seront sans doute impactés. Si des habitats ou espèces protégées sont recensés, un dossier de dérogation sera demandé comportant des mesures ERC. En ce qui concerne les eaux, compte tenu du territoire et selon le secteur traversé, il est possible que des opérations de pompage soient nécessaires. De plus, il existe une forte probabilité de rabattement de nappes et une perturbation potentielle de la circulation des eaux due au remaniement des sols sont probables.

- L'implantation de liaisons souterraines nécessite l'instauration de de bandes de servitude difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain et la plantation d'arbres à racines profondes.
    a. 12 mètres de large pour une liaison souterraine HVDC 525 000 volts + une liaison souterraine HVDC 320 000 volts,
    b. 5 mètres de large pour une liaison souterraine liaison souterraine HVDC 525 000 volts
    c. 19 mètres de large pour un unique tracé (2 liaisons souterraines 525 000 volts et 1 liaison souterraine 320 000 volts)

Des tracés précis concertés, ainsi que des études spécifiques (étude de détails des ouvrages, inventaires écologiques, études de sols, études hydrogéologiques, études des sous-œuvre) seraient nécessaires pour préciser et compléter ces impacts génériques.

- Evaluation de la faisabilité technique

Concernant les stratégies « liaisons souterraines en courant continu », RTE exploite depuis des années ce type de liaisons et n'a donc aucune réserve inhérente à la faisabilité de ce type de solution. Néanmoins, leur mise en œuvre dans le cadre du présent projet n'est pas adaptée au besoin des clients industriels sensibles de la zone car présentant à date un profil de risques qui justifie d'écarter cette stratégie.

La technologie HVDC VSC est encore récente et dispose d'une moindre maturité comparativement à la technologie aérienne HVAC qui est éprouvée à grande échelle depuis l'origine des réseaux électriques. En particulier, la technologie HVDC VSC ne dispose pas de retour d'expérience sur le long terme et surtout pour le palier 525kV. Ces éléments sont une cause supplémentaire d'exclusion par RTE de la mise en œuvre d'une solution HVDC sur le projet Feuillane-Jonquières car jugée trop risqué par rapport à la solution de référence compte tenu des enjeux associés au projet. En effet, celui-ci doit permettre d'alimenter durablement et avec le meilleur niveau de service possible une zone industrielle comportant de nombreux process sensibles et de sécuriser l'alimentation de la PACA dans un contexte de doublement de la consommation.

4.7. Conclusion

La technologie HVDC n'est pas nouvelle dans le domaine du transport de l'électricité. La stratégie industrielle de RTE lui accorde une place importante. Elle est mise en œuvre dans plusieurs projets à travers le monde et présente des avantages d'un point de vue de l'exploitation de ces réseaux dans des cas spécifiques.

A l'issue de la présente étude, RTE considère que les stratégies en technologie souterraine à courant continu ne constituent pas une alternative adaptée pour des raisons de délai, d'emprise foncière et de coût. En outre, elle pose des questions de gestion des indisponibilités des stations de conversion qui constituent un élément supplémentaire pour exclure la solution.

Le réseau de transport d'électricité

ANNEXES

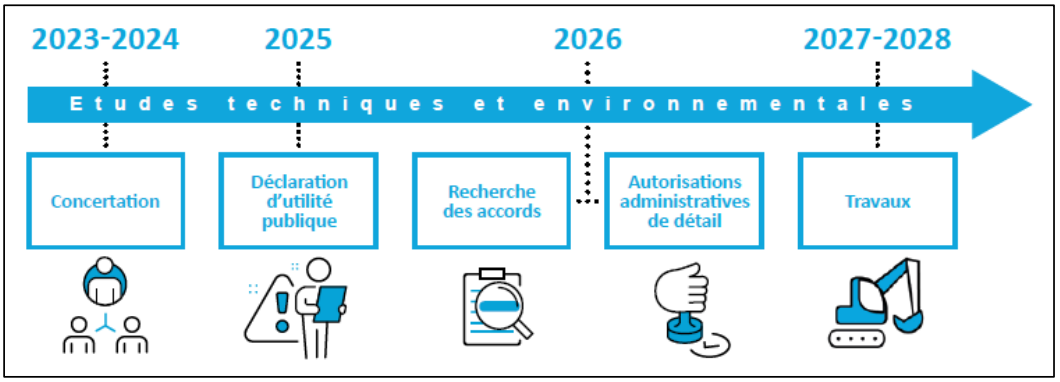
ANNEXE 1 : GLOSSAIRE DES TERMES TECHNIQUES

Terme	Signification
Aire d'étude	Un territoire suffisamment vaste pour n'écarter aucune stratégie envisageable sur le plan environnemental et néanmoins suffisamment restreint pour que ces stratégies demeurent acceptables techniquement et économiquement. Il s'agit de la première étape pour, progressivement, trouver la meilleure stratégie de tracé pour la liaison.
Avarie	Une avarie est une détérioration qui engendre une rupture du service d'un appareil ou d'une infrastructure du réseau de transport.
Cellule	Ensemble des appareils haute tension destinés à la connexion entre deux ouvrages du réseau. Comporte en général un disjoncteur, des sectionneurs et un jeu de réducteurs de mesure de courant d'une part et de tension d'autre part
Circulaire Fontaine	Circulaire du 9 septembre 2002 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité
Commission de régulation de l'énergie (CRE)	Autorité administrative indépendante en charge du bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.
Cycles Combinés Gaz (CCG)	Installation de production d'électricité à partir de la chaleur dégagée par la combustion de gaz naturel.
Demandes de raccordement	Le raccordement est un préalable à l'accès des utilisateurs à ces réseaux publics. Il consiste à connecter physiquement à un réseau public de transport (RPT) ou de distribution (RPD) d'électricité, l'installation d'un utilisateur, de sorte que le demandeur du raccordement puisse échanger avec le réseau toute la puissance qu'il souhaite injecter ou soutirer.
Départs	Ouvrage (ligne aérienne, câble souterrain, transformateur…) connectable aux jeux de barres dans un poste électrique via une cellule haute tension.
Disjoncteurs	Equipement de protection du réseau en mettant une partie du circuit hors tension lorsque d'éventuelles surcharges dues à un court-circuit se produisent. Ces courts-circuits peuvent avoir été provoqués par exemple, par la foudre.

Effet Joule	Manifestation thermique de la résistance électrique qui se produit lors du passage d'un courant électrique dans tout matériau conducteur
Fuseau de moindre impact (FMI)	Pour une liaison électrique, un FMI (fuseau de moindre impact) correspond à une bande de terrain dans lequel sera précisé ultérieurement le tracé de la liaison.
Fuseau	Enveloppe à l'intérieur de laquelle des tracés techniquement concevables seront étudiés au vu des enjeux environnementaux, techniques et économiques.
HVAC	High Voltage Alternating Current : liaison à courant alternatif haute tension
HVDC	High Voltage Direct Current : liaison à courant continu haute tension
Chambre de jonction	Espace maçonné où les câbles électriques vont être soudés ensemble. À chaque jonction, une soudure est réalisée par des équipes spécialisées afin de connecter ensemble les tronçons de câbles électriques.
Justification Technico-Economique (JTE)	Au lancement d'un projet, RTE adresse à son autorité de tutelle, en vue d'une recevabilité, un dossier comportant la justification technique et économique (JTE) du projet.
Lois de Kirchhoff	Les lois de Kirchhoff expriment la conservation de l'énergie et de la charge dans un circuit électrique.
Poste électrique	Les postes électriques reçoivent l'énergie électrique puis la transforment pour passer d'une tension à une autre, avant de la répartir vers d'autres lignes jusqu'aux distributeurs et aux clients industriels. Chaque poste se compose de transformateurs, de disjoncteurs et de sectionneurs.
Puissance	La puissance électrique est le taux, par unité de temps, auquel l'énergie électrique est transférée par un circuit électrique. Selon le Système international d'unités, l'unité de mesure de cette puissance est le watt, symbole W, soit l'équivalent de la puissance nécessaire pour transférer uniformément un joule d'énergie pendant une seconde. 1MW = 1 000kW = 1 000 000W
Selfs	Une bobine, bobine d'inductance, solénoïde, auto-inductance, self-inductance ou self est un composant courant en électrotechnique et électronique. Pour absorber la puissance réactive produite par les liaisons souterraines, des bobines d'inductance (ou « selfs »), également appelées moyens de compensation, sont installées.

Transformateurs	Les transformateurs augmentent ou diminuent la tension électrique, selon l'endroit du réseau où ils se trouvent. Élever la tension en sortie de centrale de 20 000 à 400 000 volts, permet de transporter l'électricité produite sur de longues distances. En effet, plus la tension est élevée, plus les pertes électriques dues à l'effet Joule sont faibles. Pour livrer l'électricité aux réseaux de distribution, on abaisse le niveau de tension par exemple de 63 000 à 20 000 volts.

ANNEXE 2 : PLANNING PREVISIONNEL DU PROJET



Le réseau de transport d'électricité

ANNEXE 3 : UN RESEAU INTERCONNECTE ET DIMENSIONNE POUR FAIRE FACE AUX ALEAS

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité et opérateur en charge de missions de service public, RTE a pour objectif d'offrir un haut niveau de qualité d'électricité à l'ensemble de ses clients, à tout moment. C'est pourquoi l'entreprise a intégré des dispositions de maîtrise et d'amélioration de cette qualité, dans la perspective de tirer le meilleur parti de son réseau tout en l'adaptant aux nouveaux enjeux, au premier rang desquels figure la transition énergétique.

Un réseau interconnecté pour une meilleure stabilité de l'équilibre offre-demande

Le réseau français de transport d'électricité à 400 000 volts est interconnecté au réseau synchrone continental européen. Un réseau synchrone est un réseau interconnecté par des connexions en courant alternatif dont la fréquence est maintenue constante par l'équilibre entre la consommation et la production d'électricité. L'un des avantages d'un réseau synchrone, dont la fréquence est maintenue aussi constante que possible, est, qu'en cas d'aléa (notamment sur une installation de production de la zone), l'ensemble des autres installations de production de la zone interconnectée est mis à contribution pour compenser l'aléa subi. Cela assure, par foisonnement, une stabilité importante de la fréquence et donc une stabilité de l'équilibre entre la consommation et la production.

Un réseau électrique dimensionné pour faire face à de nombreux aléas

Le réseau électrique à très haute tension est dimensionné pour faire face à de nombreux aléas. Lorsque l'ensemble des ouvrages du réseau électrique est disponible, on parle de réseau complet, ou de situation « en N ».

Dès lors qu'un ouvrage du réseau subit une avarie et est indisponible, on entre dans une situation réseau dite « N-1 ». Cette situation résulte de la perte soudaine et non prévue d'un élément du réseau (ligne électrique, transformateur, installation de production) ou d'un ensemble d'éléments du réseau soumis à un risque de défaillance simultanée suffisamment probable (perte des différents alternateurs d'une turbine gaz-vapeur, défaillance d'un jeu de barres d'un poste haute tension, chute d'un pylône supportant plusieurs lignes).

Le réseau électrique est dimensionné et exploité pour que, dans la très grande majorité du temps, et pour un grand nombre d'aléas, la défaillance d'un ouvrage (ou d'un ensemble d'ouvrages pouvant subir une défaillance simultanée) n'engendre pas de report de puissance inadmissible sur l'ensemble des autres ouvrages du réseau qui conduirait alors, in fine, à la coupure de sites de production et/ou de sites de consommation.

Le critère de dimensionnement et d'exploitation du réseau selon la « règle N-1 » est un critère partagé par l'ensemble des gestionnaires de réseaux européens. Il est codifié dans le code européen de réseau « Operationnal Security »[43]. Selon ce code, la défaillance d'un élément du

[43] 130227-AS-NC_OS_final_.pdf (entsoe.eu)

réseau de transport (conduisant donc à une situation « N-1 ») ne doit pas conduire à un dépassement d'une des limites/critères de sécurité opérationnelle.

Afin de respecter ce critère et maîtriser les risques, les gestionnaires de réseau ont recours :

- A des schémas d'exploitation ou à des impositions de moyens de production pour, qu'en cas de situation « N=-1 », l'énergie soit répartie convenablement sur le réseau sans créer un report de puissance inadmissible sur les autres ouvrages du réseau.
- A des investissements pour renforcer le réseau lorsque les situations à maîtriser sont trop fréquentes et/ou les conséquences ne peuvent être maîtrisées par des schémas d'exploitation ou des impositions de moyens de production.

Des matériels garantissant une disponibilité optimale

La disponibilité d'un ouvrage est caractérisée par :

- la fréquence des indisponibilités fortuites (ou nombre d'indisponibilité par an, n),
- la durée moyenne d'une indisponibilité fortuite (d) le taux d'indisponibilité (fonction des deux premières) qui représente le pourcentage de temps pendant lequel l'ouvrage est indisponible (taux = n x d / 8760).

S'ajoute à ces deux caractéristiques l'indisponibilité programmée, également caractérisée par une durée et une fréquence liée à la maintenance nécessaire. Cette dernière est moins pénalisante pour l'exploitation du réseau car programmable à des périodes propices et anticipable pour d'éventuelles parades. RTE se fonde sur le retour d'expérience du fonctionnement des matériels pour évaluer ces différents indicateurs et les intégrer dans les processus de décision (d'autant plus robuste statistiquement que le matériel est répandu et présent de longue date sur le réseau) sur les ouvrages du réseau public de transport en France ou chez d'autres GRT (via des publications internationales de type CIGRE …).

Ainsi, la technologie aérienne 400 000 volts, proposée pour le projet, bénéficie d'une disponibilité excellente. Une ligne aérienne 400 000 volts n'est en effet indisponible en moyenne que 3 h / 100 km / an (une avarie tous les 10 ans d'une durée moyenne de 30 heures). Si ces lignes sont théoriquement sensibles aux évènements climatiques (foudre, tempête, …), elles font appel à des composants simples, robustes et éprouvés. Il est possible d'éliminer certains défauts rencontrés par de simples réenclenchements ou de les localiser et de les réparer très rapidement.

Les indisponibilités programmées sont également limitées : la plupart des opérations de maintenance peuvent être réalisées en travaux sous tension (TST: changements d'isolateurs, réparations de brins…). Ces derniers ne nécessitent pas d'interrompre le transit dans la ligne. Seule la peinture de certaines parties des pylônes peut nécessiter une indisponibilité, tous les 25 ans, impliquant une indisponibilité programmée de 0,1 % du temps.

ANNEXE 4 : IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DES STRATEGIES SOUTERRAINES EN COURANT ALTERNATIF

Le territoire concerné par le projet présente des caractéristiques spécifiques :

- **Zone à dominante agricole et faiblement urbanisée** : L'ouvrage traverse une région largement agricole, avec une densité urbaine limitée en dehors des centres urbains principaux tels qu'Arles, Beaucaire, et Tarascon. En raison des risques d'inondation, l'habitat est clairsemé et principalement constitué de mas et de villages.
- **Diversité agricole et élevage :** La région se distingue par une activité agricole diversifiée, comprenant la production de foin de Crau, de riz, de vignes, d'arbres fruitiers, de cultures maraîchères, ainsi que par l'élevage ovin et bovin. Ces activités agricoles contribuent à façonner les paysages locaux et à maintenir l'écosystème régional.
- **Richesse environnementale** : L'ouvrage traverse des zones environnementales d'importance, notamment la Camargue, la plaine de la Crau et les Alpilles. Ces zones abritent une biodiversité exceptionnelle, avec des écosystèmes uniques et une variété d'espèces végétales et animales. La Camargue est notamment protégée par diverses mesures réglementaires et de conservation.
- **Activité touristique :** Le territoire étudié bénéficie d'une activité touristique importante, soutenue par des attraits tels que le patrimoine historique d'Arles, le parc naturel régional de Camargue, les paysages des Alpilles et les infrastructures de loisirs.

Les impacts de la stratégie liaison souterraine en courant alternatif sur l'environnement seraient liés à l'implantation précise des ouvrages (tracés de détail pour les liaisons, extension de postes aux extrémités et création de poste de compensation ou transition) ainsi qu'aux modes opératoires à mettre en œuvre pour leur installation. Toutefois, des impacts génériques peuvent d'ores et déjà être identifiés à l'aune du contexte territorial. Des mesures pour éviter et réduire ces derniers pourraient être proposées pour les limiter au maximum.

- **Les postes, les postes de compensation et les postes de transition aérosouterrains :**

Impacts permanents :

- **Occupation du sol / artificialisation :** Comme expliqué précédemment, les différentes stratégies en technologie souterraine et en courant alternatif nécessiteraient des installations spécifiques que ce soit pour le raccordement des différentes liaisons souterraines unitaires (chaque extrémité d'un tri câble), les besoins de compensation de la puissance réactive et les postes de transition avec la partie aérienne dans le cas de siphon.
  Ces installations requièrent une surface importante pour pouvoir être installées. Selon les variantes, des terrains seraient à utiliser à proximité des postes (terrains agricoles ou naturels au poste de Jonquières ou terrains gérés par le grand port maritime à Feuillane) et/ou sur le tracé des liaisons. Les surfaces nécessaires

(plusieurs hectares) seraient artificialisées[44]. Elles pourraient en outre faire l'objet de besoins de compensation, notamment au titre des habitats et espèces protégées et zones humides, nécessitant l'acquisition de foncier supplémentaire.

Variante	Impact associé
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 1 tracé (65 kilomètres)	2 postes de compensation intermédiaire de 15 ha chacun + extension des postes existants aux extrémités de 10 ha. Au total, cette variante présente un besoin foncier de 50 ha qui seront artificialisés
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 2 tracés (2x65 kilomètres)	4 postes de compensation intermédiaires de 5 ha chacun + extension des postes existants aux extrémités de 7 ha. Au total, cette variante présente un besoin foncier de 34 ha.
Siphon 4 kilomètres	1 siphon = 2 postes de transition soit 2x3 ha
Siphon 25 kilomètres	1 siphon = 2 postes de transition avec compensation soit 30 ha (2x15 ha)
Liaisons souterraines 225 000 volts HVAC 2 tracés (65 kilomètres)	Extension des postes aux extrémités soit 20 ha (2x10 ha)

RTE chercherait à limiter au maximum l'emprise des installations électriques afin de réduire la consommation de terrain, notamment avec la recherche d'un terrain le plus plan possible afin de limiter les talus non exploités.

- **Impact paysage et patrimoine :** Le terrain serait occupé par des installations de même nature que les postes électriques existant de raccordement (charpente, transformateurs, disjoncteurs, jeux de barres, pistes …).
  L'implantation des postes intermédiaires de compensation, de l'extension des postes existant ou l'implantation des postes de transition avec ou sans compensation dans le cas de siphon aurait un impact sur le paysage et éventuellement sur le patrimoine et l'archéologie particulièrement riches dans la région.

Variante	Impact associé
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 1 tracé (65 kilomètres)	2 nouvelles installations de type industriel en site vierge + extension conséquente des 2 postes existants aux extrémités

[44] L'artificialisation est définie dans l'article 192 de la loi Climat et résilience comme "l'altération durable de tout ou partie des fonctions écologiques d'un sol, en particulier de ses fonctions biologiques, hydriques et climatiques, ainsi que de son potentiel agronomique par son occupation ou son usage". Cette définition, générale, s'applique également à l'échelle des projets, par exemple dans le cadre des évaluations environnementales.

Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 2 tracés (2x65 kilomètres)	4 nouvelles installations de type industriel en site vierge + extension conséquente des 2 postes existants aux extrémités
Siphon 4 kilomètres	2 installations de type industriel en site vierge avec un impact paysager accentués par la présence des pylônes d'arrêt sur la ligne aérienne
Siphon 25 kilomètres	2 installations de type industriel en site vierge avec un impact paysager accentués par la présence des pylônes d'arrêt sur la ligne aérienne
Liaisons souterraines 225 000 volts HVAC 2 tracés (65 kilomètres)	Extension des postes aux extrémités soit 20 ha (2x10 ha)

Un travail sur les aménagements paysagers aux abords du poste permettrait de réduire son impact visuel vis-à-vis des riverains : ce peut être la plantation d'arbres ou de haies, choisis parmi les essences locales.

De façon complémentaire, un travail de conception architecturale pourrait contribuer à mieux intégrer le poste dans son environnement proche, comme des clôtures et extérieurs qui respectent les codes culturels et architecturaux locaux.

Mis à part l'aménagement paysager du poste, la plantation d'arbres et d'arbustes pourrait être proposée dans les jardins privés ou sur des terrains communaux, là où l'insertion du poste porterait un préjudice visuel à la qualité du cadre de vie.

- **Cadre de vie :** Les postes et les postes de compensation comporteraient des éléments à l'origine d'émissions sonores pendant la phase d'exploitation (les SELFS essentiellement), bien que respectant les exigences réglementaires.

Variante	Impact associé
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 1 tracé (65 kilomètres)	Présence d'équipements à l'origine d'émissions sonores supplémentaires dans les 2 postes aux extrémités et dans 2 nouvelles installations en site vierge
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 2 tracés (2x65 kilomètres)	Présence d'équipements à l'origine d'émissions sonores supplémentaires dans les 2 postes aux extrémités et dans 4 nouvelles installations en site vierge
Siphon 4 kilomètres	Ajout d'équipements à l'origine d'émissions sonores dans les 2 postes aux extrémités
Siphon 25 kilomètres	Présence d'équipement à l'origine d'émissions sonores supplémentaires dans les 2 postes de transition/compensation en site vierge

Liaisons souterraines 225 000 volts HVAC 2 tracés (65 kilomètres)	Présence d'équipement à l'origine d'émissions sonores complémentaires dans les 2 postes aux extrémités

Une étude acoustique permettrait de définir la valeur maximale de bruit admissible au niveau du poste électrique. Si les niveaux d'émergence sont dépassés, plusieurs solutions peuvent être mises en place :

- la modification de l'implantation des sources sonores,
- la mise en place d'un écran ou mur pare-son (affaiblissement maximal de 15 dB(A)),
- la mise en place d'une enceinte d'insonorisation (affaiblissement maximal de 25 dB(A)),

- **Consommation de matières :** dans une self 200 MVAR, il y a environ 35 tonnes de cuivre.

Variante	Impact associé
Liaisons souterraines S400 000 volts HVAC 1 tracé (65km)	44 selfs de 200 MVAR, soit 1 540 tonnes de cuivre
Liaisons souterraines S400 000 volts HVAC 2 tracés (2x65 kilomètres)	30 selfs de 200 MVAR, soit 1 050 tonnes de cuivre
Siphon 4 kilomètres	Non significatif
Siphon 25 kilomètres	12 selfs de 200 MVAR, soit 420 tonnes de cuivre
Liaisons souterraines S225 000 volts HVAC 2 tracés (65 kilomètres)	20 selfs de 200 MVAR, soit 700 tonnes de cuivre

Impacts temporaires :

- **Impact des travaux :** durée de travaux qui génèraient des nuisances sonores, de la poussière. Les travaux impliqueraient également des va-et-vient de camions pour approvisionner et évacuer les matériaux et matériels nécessaires aux chantiers (terrassement, plateformes et tout le matériel électrique installé) avec un impact sur la circulation routière et le voisinage.

En déplaçant des volumes de terre parfois conséquents et en érigeant des structures imposantes, les impacts d'un poste électrique, en phase chantier, pourraient être importants.

Ces impacts pourraient être réduits par la mise en œuvre des mesures suivantes :

- L'information des riverains sur la localisation du chantier et sur les dates des travaux,
- La mise en place, au moment de la livraison des selfs, d'un plan de circulation en concertation avec les services gestionnaires de la voirie,
- La réalisation des travaux le jour, aux heures légales de travail et le respect de la trêve de repos hebdomadaire, exception faite de la livraison des transformateurs qui peut être réalisée de nuit par convoi exceptionnel,
- L'émission de poussière sera diminuée par la modération de la vitesse des engins de chantier sur les pistes internes, et par l'arrosage de la zone de chantier si cela devait s'avérer nécessaire.

➢ **Les liaisons souterraines en courant alternatif et les chambres de jonction**

Impacts permanents :

- **Utilisation des sols :** En dehors du domaine public routier, l'implantation de liaisons souterraines nécessiteraient l'instauration de bandes de servitude difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain et la plantation d'arbres à racines profondes. L'agriculture est toujours autorisée avec des contraintes potentielles sur certains types de cultures (vignes, vergers…). L'emprise de la servitude est déterminée par le nombre de tri-câbles à installer.
  Au niveau de certaines chambres de jonction, tous les 6 à 8 kilomètres, il faudrait prévoir des puits visitables, d'une emprise de l'ordre 3 m².

Variante	Impact associé
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 1 tracé (65 kilomètres)	Servitude en terrain privé de 27 m de large (pour 25 kilomètres de liaison, cela peut représenter jusqu'à 175 ha si totalement hors voirie, soit 250 terrains de football)
Liaisons souterraines 400 000 voltsHVAC 2 tracés (2x65 kilomètres)	2 servitudes en terrain privé de 16 mètres de large (pour 25 kilomètres de liaison, cela peut représenter 208 ha jusqu'à si totalement hors voirie)
Siphon 4 kilomètres	Servitude en terrain privé de 27 m de large (pour 4 kilomètres de liaison, cela peut représenter jusqu'à 11 ha si totalement hors voirie)
Siphon 25 kilomètres	Servitude en terrain privé de 27 m de large (pour 25 km de liaison cela peut représenter jusqu'à 67 ha si totalement hors voirie)
Liaisons souterraines 225 000 volts HVAC 2 tracés (65 kilomètres)	Servitude en terrain privé de 2 fois 30 mètres de large dans la stratégie 2 tracés LIAISONS SOUTERRAINESHVAC 225kV (pour 65 kilomètres de liaison, cela peut représenter jusqu'à 390 ha si totalement hors voirie)

- **Impact sur les circulations d'eau souterraine ou de surface :** La mise en place de liaisons souterraines impliquerait la réalisation de nombreuses tranchées. Celles-ci pourraient entraîner un phénomène de tranchée drainante. La tranchée drainante caractérise le phénomène d'écoulement préférentiel de l'eau au sein d'un

sol qui peut être provoqué par la présence d'une infrastructure, ou à une perméabilité et une texture différente du sol. « L'effet tranchée » dépend du relief de la zone humide. Sur des zones planes, l'eau a tendance à rester sur place et l'effet sera moindre. En revanche, en zone de relief, l'eau se dirige vers les points bas, en circulant dans les zones les plus perméables, créant des mouillères et asséchant la zone humide sur place.

Afin d'éviter un éventuel effet drainant de la tranchée réalisée, des dispositions particulières de réalisation sont mises en œuvre dans les secteurs ayant un caractère humide :

- Interventions préférentiellement réalisées en période sèche, généralement de juin à septembre,
- Choix d'un mode opératoire réduisant la durée d'intervention dans la zone humide : ouverture et fermeture rapide de la tranchée,
- Séparation des horizons de terre lors de la réalisation de la tranchée ; retrait de la terre végétale puis extraction de la terre de remblai. Le dépôt des terres se fait directement sur le sol non remanié sans géotextile,
- Lors de la fermeture de la tranchée, reconstitution des horizons pédologiques initiaux,
- Remblaiement et compactage de la tranchée à l'identique de son état initial.

- **Champs électro-magnétiques (CEM) :** Du fait de la constitution des câbles, une liaison souterraine en courant alternatif ne génère pas de champs électriques mais crée un champ magnétique 50 Hertz de l'ordre de quelques microteslas au droit des ouvrages et qui décroit rapidement quand on s'en éloigne. En tout état de cause, les ouvrages de RTE sont conformes à l'arrêté technique du 17 mai 2001 qui reprend en droit français les limites issues de la Recommandation européenne du 12 juillet 1999 pour tous les nouveaux ouvrages et dans les conditions de fonctionnement en régime de service permanent qui est de 100 microteslas (µT)
  RTE est particulièrement soucieux de la qualité et de la transparence des informations donnés au public et a notamment passé un accord avec l'Association des Maires de France pour répondre à toute demande en ce sens. RTE a créé un site dédié aux champs électriques et magnétiques : www.clefdeschamps.info

- **Consommation de matières premières :** Le cuivre est un des composants principaux du câble avec **une âme cuivre de 2 500 mm²** ce qui correspond à **23,78 kg de cuivre par mètre linéaire**.

Variante	Impact associé
Liaisons souterraines 400 000 voltsHVAC 1 tracé (65 kilomètres)	Avec les 36 câbles, la longueur totale des liaisons serait de 2 340 kilomètres. Ainsi, il faudrait 2 340 000 m x 23,8 kg/m = 55 709 tonnes de cuivre
Liaisons souterraines 400 000 volts	Avec les 24 câbles, la longueur totale des liaisons serait de 1 560 km. Ainsi, il faudrait 1 560 000 m x 23,8 kg/m = 37 128 tonnes de cuivre

HVAC 2 tracés (2x65 kilomètres)	
Siphon 4 kilomètres	Avec les 36 câbles, la longueur totale des liaisons serait de 144km de câble Ainsi, il faudrait 144 000 m x 23,8 kg/m = 3 438 tonnes de cuivre
Siphon 25 kilomètres	Avec les 36 câbles électriques, la longueur des liaisons serait comprise entre 144 kilomètres et 900 kilomètres. Ainsi, il faudrait entre 3,438 tonnes et 21,402 tonnes de cuivre.
Liaisons souterraines 225 000 volts HVAC 2 tracés (65 kilomètres)	Avec 16 câbles, la longueur totale des liaisons serait de 3 120 km. Ainsi, il faudrait 3 120 000 m x 23,8 kg/m = 74 256 tonnes de cuivre

A titre de comparaison, il y a 7 000 tonnes de fer dans la tour Eiffel.

Impacts temporaires :

- **Cadre de vie et voisinage :** perturbations temporaires des accès aux habitations et nuisances dues au chantier (bruit, poussière, circulation d'engins)

Un nettoyage soigné des abords du chantier au terme des travaux permettrait d'atténuer les impacts de l'ouvrage souterrain. La réalisation des travaux aurait lieu en journée, aux heures légales de travail et dans le respect de la trêve de repos hebdomadaire, exception faite de la livraison des tourets qui peut être réalisée de nuit par convoi exceptionnel,

- **Impact sur la circulation pour *la partie du tracé suivant les axes routiers* :** Restriction de la circulation (ralentissement, alternat, axe coupé avec déviation) par tronçon pendant toute la durée du chantier. Elle pourrait être perturbée par l'acheminement des engins de chantier et des matériaux (tout particulièrement les tourets de câbles). A titre d'information, la cadence d'avancement du chantier est de l'ordre de 500 mètres par mois selon le terrain (terrain meuble ou roche) et la présence ou non d'autres réseaux.

- **Impact sur l'activité agricole pour *la partie du tracé en milieu agricole*** : Dégâts aux cultures occasionnés sur l'ensemble de l'emprise du chantier. Le chantier serait itinérant et l'exploitation des terres agricoles concernées par le chantier est empêchée pendant cette phase. Les dégâts occasionnés sont indemnisés soit selon des barèmes établis avec la profession agricole soit sur expertise. La création des tranchées pourrait également occasionner des dégâts sur les réseaux de drainage ou d'irrigation des cultures existants. Ils seraient cependant remis en état. La profondeur de pose des liaisons pourrait être adaptée entre 1,5 et 2,5 mètres de profondeur en concertation avec les exploitants pour prendre en compte ces réseaux existants ou les éventuels projets.

Variante	Impact associé
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC	Sur l'emprise chantier de 30 mètres de large sur tout le linéaire en section courante

1 tracé (65 kilomètres)	
Liaisons souterraines 400 000 volts HVAC 2 tracés (2x65 kilomètres)	Sur l'emprise chantier de 2 fois 19 mètres sur tout le linéaire en section courante
Siphon 4 kilomètres	Sur l'emprise chantier de 30 mètres de large sur tout le linéaire en section courante
Siphon 25 kilomètres	Sur l'emprise chantier de 30 mètres de large sur tout le linéaire en section courante
Liaisons souterraines 225 000 volts HVAC 2 tracés (65 kilomètres)	Sur l'emprise chantier de 2 fois 33 mètres sur tout le linéaire en section courante

- **Zones humides :** un tassement du sol pourrait être induit par la circulation des engins. Cet impact est plus important en zone humide car la sensibilité du sol croit avec son humidité. Le tassement et le remaniement du sol d'une zone humide peuvent modifier les habitats des espèces, réduire la capacité de drainage de la zone. Ils peuvent générer un engorgement de la zone, diminuer l'activité biologique ou encore le développement racinaire. Ils peuvent provoquer une diminution de la végétation naturelle ou cultivée (prairies humides) en imperméabilisant le sol, empêchant les racines de pénétrer dans le sol ou de respirer. Le tassement et le remaniement du sol constituent un impact temporaire. On observe, quelques années après, que le sol retrouve ses caractéristiques initiales en matière de tassement.

  Les mesures de réduction des impacts seraient les suivantes :
  - les zones de stockage et bases vie seraient éloignées des secteurs ayant un caractère humide,
  - les zones d'installation de chantier seraient balisées et éloignées des secteurs ayant un caractère humide,
  - les mouvements de terre seraient limités, autant que possible, à proximité de ces secteurs,

  Concernant la circulation des engins :
  - elle peut être réduite au strict nécessaire,
  - elle peut être réalisée sur des plaques préalablement installées au fur et à mesure que l'engin qui les installe avance ;
  - des engins à chenille peuvent être utilisés pour mieux répartir le poids sur le sol.

- ***Sols, circulation des eaux :*** compte tenu du territoire et selon le secteur traversé, il serait possible que des opérations de pompage soient nécessaires. De plus, il existe une forte probabilité de rabattement de nappes[45] et une perturbation potentielle de la circulation des eaux due au remaniement des sols.

[45] Le rabattement de nappe consiste à mettre en place un dispositif de pompage temporaire pour abaisser le niveau piézométrique de la nappe

Impact sur les habitats et espèces *:* A ce stade, sans tracé défini ni inventaire faune/flore sur les zones concernées par les travaux, il n'est pas possible d'en estimer l'impact. Toutefois, du fait de l'ampleur des travaux et des enjeux écologiques particulièrement importants dans le territoire concerné, des habitats des espèces et des espèces sensibles présentes sur l'emprise du chantier seraient sans doute affectés. Si des habitats ou espèces protégées étaient recensés, un dossier de dérogation serait demandé comportant des mesures « Eviter – Réduire – Compenser » (ERC). En ce qui concerne les eaux, compte tenu du territoire et selon le secteur traversé, il est possible que des opérations de pompage soient nécessaires. De plus, il existerait une forte probabilité de rabattement de nappes et une perturbation potentielle de la circulation des eaux due au remaniement des sols seraient probable.

- **Impact archéologie** *:* Les terrassements pourraient également avoir un impact en cas de présence de sites archéologiques.

En phase amont du projet, s'il s'avère que le tracé de la ligne souterraine concernerait des zones de présomption de prescription archéologique, le service régional de l'archéologie serait sollicité afin qu'il se prononce sur la nécessité ou non de procéder à une opération de diagnostic archéologique. Cette opération, régie par le décret n° 2004-490 du 3 juin 2004 vise à détecter tout élément du patrimoine archéologique qui se trouverait dans l'emprise des travaux projetés.

Parallèlement à ce diagnostic, lors des travaux, la découverte fortuite de vestiges imposerait l'arrêt du chantier, une protection des découvertes mobilières et immobilières et une éventuelle poursuite des fouilles par l'État (articles L.531-14 à 16 du Code du patrimoine).

ANNEXE 5 : IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DES STRATEGIES SOUTERRAINES EN COURANT CONTINU

Le territoire concerné par le projet présente des caractéristiques spécifiques :

- **Zone à dominante agricole et faiblement urbanisée** : L'ouvrage traverse une région largement agricole, avec une densité urbaine limitée en dehors des centres urbains principaux tels qu'Arles, Beaucaire, et Tarascon. En raison des risques d'inondation, l'habitat est clairsemé et principalement constitué de mas et de villages.
- **Diversité agricole et élevage :** La région se distingue par une activité agricole diversifiée, comprenant la production de foin de Crau, de riz, de vignes, d'arbres fruitiers, de cultures maraîchères, ainsi que par l'élevage ovin et bovin. Ces activités agricoles contribuent à façonner les paysages locaux et à maintenir l'écosystème régional.
- **Richesse environnementale** : L'ouvrage traverse des zones environnementales d'importance, notamment la Camargue, la plaine de la Crau et les Alpilles. Ces zones abritent une biodiversité exceptionnelle, avec des écosystèmes uniques et une variété d'espèces végétales et animales. La Camargue est notamment protégée par diverses mesures réglementaires et de conservation.
- **Activité touristique :** Le territoire étudié bénéficie d'une activité touristique importante, soutenue par des attraits tels que le patrimoine historique d'Arles, le parc naturel régional de Camargue, les paysages des Alpilles et les infrastructures de loisirs.

Les impacts sur l'environnement sont liés à l'implantation précise des ouvrages (tracés de détail pour les liaisons, implantation pour les stations de conversion) ainsi qu'aux modes opératoires à mettre en œuvre pour leur installation. Toutefois, des impacts génériques peuvent d'ores et déjà être identifiés à l'aune du contexte territorial. Des mesures pour éviter et réduire ces derniers seraient proposées pour les limiter au maximum.

- **Les stations de conversion :**

Impacts permanents :

- **Besoin de foncier / artificialisation :** Ces terrains nécessaires à la construction des stations de conversion seraient à utiliser à proximité des postes (terrains agricoles ou naturels au poste de Jonquières ou terrains gérés par le grand port maritime à Feuillane) et seraient artificialisés. Le besoin minimal estimé pour une stratégie en courant continu serait de 36 ha (18 ha à chaque extrémité des liaisons en courant continu ainsi que des terrains destinés à la compensation écologique éventuelle). Ils pourraient en outre faire l'objet de compensation environnementale, notamment au titre des habitats et espèces protégées et zones humides, nécessitant l'acquisition de foncier supplémentaire. RTE chercherait, comme dans chaque projet, à limiter au maximum l'emprise du poste électrique afin de réduire la consommation de terrain, notamment avec la recherche d'un terrain le plus plan possible afin de limiter les talus non exploités.

- **Impact paysage et patrimoine :** Dans chaque station de conversion, les installations d'électronique de puissance sont implantées dans un bâtiment pour pouvoir être climatisées et éviter toute poussière (surpression). Les dimensions de ce bâtiment sont de l'ordre de 100 mètres x 50 mètres avec une hauteur d'environ 20 mètres. Le reste du terrain serait occupé par des installations de même nature que les postes électriques de raccordement existants (charpente, transformateurs, disjoncteurs, jeux de barres, pistes …).
  L'implantation des 6 stations de conversion aurait un impact sur le paysage et éventuellement sur le patrimoine et l'archéologie. Un travail sur les aménagements paysagers aux abords des stations permettrait de réduire son impact visuel vis-à-vis des riverains : ce peut être la plantation d'arbres ou de haies, choisis parmi les essences locales. De façon complémentaire, un travail de conception architecturale pourrait contribuer à mieux intégrer les stations dans leur environnement proche : clôtures et extérieurs qui respectent les codes culturels et architecturaux locaux. Mis à part l'aménagement paysager des stations, la plantation d'arbres et d'arbustes peut être proposée dans les jardins privés ou sur des terrains communaux, là où l'insertion de la station porte un préjudice visuel à la qualité du cadre de vie.

- **Cadre de vie :** Les stations de conversion comportent des éléments à l'origine d'émissions sonores pendant la phase d'exploitation (transformateurs et systèmes réfrigérants des bâtiments, sur-pressurisation des bâtiments), bien que respectant les exigences réglementaires. Une étude acoustique permettrait de définir la valeur maximale de bruit admissible au niveau des installations. Si les niveaux d'émergence sont dépassés, plusieurs solutions peuvent être mises en œuvre :
  - la modification de l'implantation des sources sonores,
  - la mise en place d'un écran ou mur pare-son (affaiblissement maximal de 15 dB(A)),
  - la mise en place d'une enceinte d'insonorisation (affaiblissement maximal de 25 dB(A)).

Impacts temporaires :

- **Impact des travaux :** Prévus pour durer 4 ans, les travaux génèreraient dans certaines phases du chantier des nuisances sonores et de la. Les travaux impliqueraient également des va et vient de camions pour approvisionner et évacuer les matériaux et matériels nécessaires aux chantiers (terrassement, plateformes et tout le matériel électrique installé) avec un impact sur la circulation routière et le voisinage. En déplaçant des volumes de terre parfois conséquents et en érigeant des structures imposantes, les impacts de la construction d'un poste électrique, en phase chantier, peuvent être importants. Ces impacts peuvent être réduits par la mise en œuvre des mesures suivantes :
  - L'information des riverains sur la localisation du chantier et sur les dates des travaux,
  - La mise en place, au moment de la livraison des transformateurs, d'un plan de circulation en concertation avec les services gestionnaires de la voirie,
  - La réalisation des travaux le jour, aux heures légales de travail et dans le respect de la trêve de repos hebdomadaire, exception faite de la livraison des transformateurs qui peut être réalisée de nuit par convoi exceptionnel,

- La diminution de l'émission de poussière grâce à la modération de la vitesse des engins de chantier sur les pistes internes, et par l'arrosage de la zone de chantier si cela devait s'avère nécessaire.

➢ **Les liaisons souterraines en courant continu (et chambres de jonction)**

Impacts permanents :

- **Utilisation des sols :** En dehors du domaine public routier, l'implantation de liaisons souterraines nécessite l'instauration de bandes de servitude difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain et la plantation d'arbres à racines profondes. L'agriculture est toujours autorisée avec des contraintes potentielles sur certains types de cultures (vignes, vergers…). Au niveau de certaines chambres de jonction, tous les 6 à 8 kilomètres, il faut prévoir des puits visitables pour dispositifs de sécurité, d'une emprise de l'ordre 3 m^2.

- **Impact sur les circulations d'eau souterraine ou de surface :** La mise en place de liaisons souterraines impliquerait la réalisation d'une ou deux tranchées de 1,5 à 2,5 mètres de profondeur en règle générale. Celles-ci pourraient entraîner un phénomène de tranchée drainante. La tranchée drainante caractérise le phénomène d'écoulement préférentiel de l'eau au sein d'un sol qui peut être provoqué par la présence d'une infrastructure, ou à une perméabilité et une texture différente du sol. « L'effet tranchée » dépend du relief de la zone humide. Sur des zones planes, l'eau a tendance à rester sur place et l'effet sera moindre. En revanche, en zone de relief, l'eau se dirige vers les points bas, en circulant dans les zones les plus perméables, créant des mouillères et asséchant la zone humide sur place.

- **Champs électro-magnétiques (CEM) :** Une liaison souterraine en courant continu, du fait de la constitution des câbles, ne génèrerait pas de champs électriques mais créerait un champ magnétique statique de l'ordre du champ magnétique naturel terrestre.

  La règlementation européenne pour ce qui concerne l'exposition du public fixe la limite recommandée à 40 milliteslas. La valeur limite d'exposition de 40 milliteslas est très significativement supérieure aux champs magnétiques statiques générés par les liaisons bipolaires à courant continu, d'un facteur 1000 environ. C'est encore plus vrai (facteur 10 000) avec la nouvelle recommandation ICNIRP pour le public, portée à 400 milliteslas.
  Aucun impact sur la santé du fait de l'exposition à des champs électromagnétiques n'est mis en évidence.

- **Consommation de matières :** Le cuivre est un des composants principaux du câble avec **une âme cuivre de 3 000 mm^2 ce qui représente** 28,44 kilogrammes de cuivre par mètre linéaire.
  - Pour le tracé avec une liaison en courant continu 525 000 volts avec 3 câbles et la liaison en courant continu 320 000 volts composé de 2

câbles, d'un total de 235km de liaisons, il y aurait besoin de **9 231 tonnes de cuivre**.

- Pour l'autre tracé, avec la liaison en courant continu 525 000 volts, d'un total de 195 kilomètres de liaison, il y aurait besoin de **5 535 tonnes de cuivre**.
- Soit un total de 14 765,8 tonnes de cuivre

A titre de comparaison, il y a 7 000 tonnes de fer dans la tour Eiffel.

Impacts temporaires :

- **Cadre de vie et voisinage :** Les principaux impacts concerneraient les perturbations temporaires des accès aux habitations et les nuisances dues au chantier (bruit, poussière, circulation d'engins). Un nettoyage soigné des abords du chantier à la fin des travaux permettrait d'atténuer les impacts de l'ouvrage souterrain.

- **Impact sur la circulation pour *la partie du tracé suivant les axes routiers* :** La réalisation des travaux créerait une restriction de la circulation (ralentissement, alternat, axe coupé avec déviation) par tronçon pendant toute la durée du chantier. La circulation peut être perturbée par l'acheminement des engins de chantier et des matériaux (tout particulièrement les tourets de câbles). A titre d'information, la cadence d'avancement du chantier est de l'ordre de 500 mètres par mois selon le terrain (terrain meuble ou roche) et la présence ou non d'autres réseaux. Ces impacts peuvent être réduits par la mise en œuvre des mesures suivantes : l'information des riverains sur la localisation du chantier et sur les dates des travaux et la mise en place d'un plan de circulation en concertation avec les services gestionnaires de la voirie.

- **Impact sur l'activité agricole pour *la partie du tracé en milieu agricole* :** Le chantier serait itinérant et l'exploitation sur l'emprise serait empêchée pendant cette phase. Les dégâts occasionnés seraient indemnisés soit selon des barèmes établis avec la profession agricole soit sur expertise.
  Les dégâts aux cultures occasionnés sur l'ensemble de l'emprise chantier (10 mètres de large pour les deux liaisons et 15 mètres de large pour la troisième) seraient indemnisés conformément au protocole agricole. Le tracé précis pourrait être adapté en concertation avec les exploitants pour occasionner le moins de gêne possible. Les créations des tranchées pourraient également occasionner des dégâts sur les réseaux de drainage ou d'irrigation existants. Ces réseaux seraient cependant remis en état. La profondeur de pose des liaisons pourrait être adaptée entre 1,5 et 2,5 mètres de profondeur en concertation avec les exploitants pour prendre en compte ces réseaux existants ou les éventuels projets.

- **Zones humides :** un tassement du sol pourrait être induit par la circulation des engins. Cet impact serait d'autant plus important quele sol est humide. Le tassement et le remaniement du sol d'une zone humide peuvent modifier les habitats, réduire la capacité de drainage de la zone, engorger la zone, diminuer l'activité biologique ou encore le développement racinaire. Ils peuvent provoquer une diminution de la végétation naturelle ou cultivée (prairies humides) en imperméabilisant le sol, empêchant les racines de pénétrer dans le sol ou de

respirer. Le tassement et le remaniement du sol constituent un impact temporaire. On observe, quelques années après, à la suite des mouvements et au cycle de vie de la faune et de la flore, que le sol retrouve ses caractéristiques initiales en matière de tassement. Les mesures de réduction des impacts génériques sont les suivantes :

- les zones de stockage et bases vie seront éloignées des secteurs ayant un caractère humide,
- les zones d'installation de chantier seront balisées et éloignées des secteurs ayant un caractère humide,
- les mouvements de terre seront limités, autant que possible, à proximité de ces secteurs
- Concernant la circulation des engins:
- elle peut être réduite au strict nécessaire,
- elle peut être réalisée sur des plaques préalablement installées au fur et à mesure que l'engin qui les installe avance.
- des engins à chenille peuvent être utilisés pour mieux répartir le poids sur le sol.

- ***Sols, circulation des eaux :*** compte tenu du territoire et selon le secteur traversé, il est possible que des opérations de pompage soient nécessaires. De plus, il existerait une forte probabilité de rabattement de nappes et une perturbation de la circulation des eaux due au remaniement des sols seraient probable.

- ***Impact sur les habitats et espèces*** *:* A ce stade, sans tracé défini ni inventaire faune/flore sur les zones concernées par les travaux, il n'est pas possible d'en estimer l'impact. Toutefois, du fait de l'ampleur des travaux et des enjeux écologiques particulièrement riches dans le territoire concerné, des habitats et des espèces sensibles présentes sur l'emprise du chantier seraient sans doute impactées. Si des habitats ou espèces protégées étaient recensés, un dossier de dérogation serait demandé comportant des mesures ERC. En ce qui concerne les eaux, compte tenu du territoire et selon le secteur traversé, il serait possible que des opérations de pompage soient nécessaires. De plus, il existe une forte probabilité de rabattement de nappes et une perturbation potentielle de la circulation des eaux due au remaniement des sols sont probables.

- **Impact archéologique** *:* Le terrassement pourrait également avoir un impact en cas de présence de sites l'archéologie dans cette région au passé historique particulièrement riche.

En phase amont du projet, s'il s'avèrait que le tracé de la ligne souterraine concerne des zones de présomption de prescription archéologique, le service régional de l'archéologie serait sollicité afin qu'il se prononce sur la nécessité ou pas de procéder à une opération de diagnostic archéologique. Cette opération, régie par le décret n° 2004-490 du 3 juin 2004 vise à détecter tout élément du patrimoine archéologique qui se trouverait dans l'emprise des travaux projetés.

Parallèlement à ce diagnostic, lors des travaux, la découverte fortuite de vestiges imposerait l'arrêt du chantier, une protection des découvertes mobilières et immobilières et une éventuelle poursuite des fouilles par l'État (articles L.531-14 à 16 du Code du patrimoine).

ANNEXE 6 : LIAISONS EN COURANT CONTINU VOLTAGE SOURCE CONVERTER DANS LE MONDE

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Gotland Suède		Oui	1999	50	±80	77	70 Souterrain
Direct Link / TerraNora Australie	Oui		2000	3x60	±80	132/110	65 Souterrain
Eagle Pass Etats-Unis	Oui		2000	36	±15,9	138	Changement de fréquence / Souterrain
Cross Sound Etats-Unis	Oui		2002	330	±150	345/138	40 En mer
Murraylink Australie	Oui		2002	220	±150	132/220	180 Souterrain
Troll A 1&2 Norvège			2005	2x44	±60	56/132	70 En mer
Estlink-1 Estonie Finlande	Oui		2006	350	±150	400/330	74 En mer 31 Souterrain
Caprivi Link Namibie	Oui		2010	300	±350	330/400	950 Aérien
Trans Bay Cable Etats-Unis	Oui		2010	400	±200	230/138	85 En mer
Valhall Norvège			2011	78	±150	11/300	292 En mer
Nanhui Chine	Oui	Oui	2011	18	±30	35/35	8,4 Souterrain

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
East West Interconnector Irlande Royaume-Uni	Oui		2013	500	±200	400/400	186 En mer 75 Souterrain
Nan'ao Island Chine	Oui	Oui	2013	200 150	±160	110	Multi-terminal Souterrain
Zhoushan Chine	Oui		2014	400 300	±200	110/220	129 En mer
Mackinac Etats-Unis	Oui		2014	200	±71	138/138	Changement de fréquence / Souterrain
Skagerrak 4 Norvège Danemark	Oui		2014	700	±500	400/400	140 En mer 104 Souterrain
BorWin1 Allemagne		Oui	2012	400	±150	170/380	125 En mer 75 Souterrain
BorWin2 Allemagne		Oui	2015	800	±300	155/400	125 En mer 75 Souterrain
HelWin1 Allemagne		Oui	2015	576	±250	155/400	85 En mer 45 Souterrain
INELFE France Espagne	Oui		2015	2x1000	±320	400/400	65 Souterrain
SylWin1 Allemagne		Oui	2015	864	±320	155/400	160 En mer 45 Souterrain
HelWin2 Allemagne		Oui	2015	690	±320	155/400	85 En mer 45 Souterrain
Dolwin1 Allemagne		Oui	2015	800	±320	155/380	75 En mer 90 Souterrain

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Xiamen Chine	Oui		2015	1000	±320	220	6 En mer 5 Souterrain
Troll A 3&4 Norvège			2015	2x50	±60	66/132	70 En mer
Åland Finlande	Oui		2015	100	±80	110/100	158 En mer
Luxi Chine	Oui		2016	1000	±350	500	Changement de fréquence / Souterrain
NordBalt Suède	Oui		2017	700	±300	400/330	400 En mer 40+10 Souterrain
DolWin2 Allemagne		Oui	2017	916	±320	155/380	90 En mer 45 Souterrain
Maritime Link Canada	Oui		2018	500	±200	230/345	180 En mer 187 Aérien
Caithness Moray Royaume-Uni	Oui		2018	800 1200	±320	230/400	113 En mer 37 Aérien
DolWin3 Allemagne		Oui	2018	900	±320	155/400	83 En mer 78 Souterrain
Johan Sverdrup Phase 1 Norvège			2018	100	±80	33/300	200 En mer
Yu'E Chine	Oui		2019	4x1250	±420	/	Changement de fréquence / Souterrain
Nemo Link Royaume-Uni Belgique	Oui		2019	1000	±400	400/380	130 En mer 10 Souterrain

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Hokkaido-Honshu Japon	Oui		2019	300	±250	275	24 Souterrain 98 Aérien
BorWin3 Allemagne		Oui	2019	900	±320	155/400	130 En mer 30 Souterrain
COBRAcable Danemark Pays-Bas	Oui		2019	700	±320	400/400	307 En mer 22 Souterrain
ALEGrO Allemagne Belgique	Oui		2020	1000	±320	380/380	90 Souterrain
Kriegers-Flak Combined Solution Allemagne Danemark	Oui	Oui	2020	410	±140	150/400	Changement de fréquence / Souterrain
Zhangbei Phase 1 Chine	Oui		2020	2x3000 2x1500	±535	500/500	multi-terminal 666 Aérien
KunLiuLong / Wudongde CSG Chine	Oui		2020	5000 3000	±800	525	1452 pour 3 terminaux / Aérien
NordLink Norvège Allemagne	Oui		2020	1400	±525	400/380	516 En mer 54 Souterrain 53 Aérien
IFA2 Royaume-Uni France	Oui		2021	1000	±320	400/400	240 En mer
Pugalur - Thrissur Inde	Oui		2021	2x1000	±320	400	32 Souterrain 170 Aérien
SW Link Suède	Oui		2021	2x720	±300	400	190 Souterrain 60 Aérien

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
North Sea Link Norvège Royaume-Uni	Oui		2021	1400	±515	420/400	720 En mer
Rudong offshore wind farm Chine		Oui	2021	1100	±400	220/500	100 En mer
ElecLink Royaume-Uni France	Oui		2022	1000	±320	400/400	51 En mer
Guangdong Guangzhou Chine	Oui		2022	2x1500	±300	/	Changement de fréquence / Souterrain
Savoie-Piedmont Italie France	Oui		2022	2x600	±320	/	190 Souterrain
Guangdong Yangjiang Qingzhou 5 and 7 Chine		Oui	2024	2000	±500	66	92 En mer
Johan Sverdrup Phase 2 Norvège			2022	200	±80	110/300	200 En mer
Guangdong Dongguan Chine	Oui		2024	2x1500	±300	/	Changement de fréquence / Souterrain
Wando DongJeju Jeju Island Corée du Sud	Oui		2024	200	±150	154	100 En mer
EuroAsia Interconnector Israël Chypre Grèce	Oui		2026	2000	/	/	Multi-terminal 310+898 En mer 13+10 Souterrain
Attica-Crete Grèce	Oui		2025	2x500	±500	150	335 En mer

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Viking Link Royaume-Uni Danemark	Oui		2023	1400	±525	400/400	630 En mer 135 Souterrain
FAB Link Royaume-Uni France	Oui		En cours de planification	1250	±320	400/400	170 En mer 15+25 Souterrain
DolWin6 Allemagne		Oui	2023	900	±320	/	45 En mer 45 Souterrain
Dogger Bank A Royaume-Uni		Oui	2025	1200	±320	66/420	205 En mer / Souterrain
Greenlink Royaume-Uni Irlande	Oui		2024	500	±320	/	190 En mer 10 Souterrain
Dogger Bank B Royaume-Uni		Oui	2025	1200	±320	66/420	205 En mer / Souterrain
Ultranet Allemagne	Oui		2026	2000	±380	400	340 Aérien
Baihetan-Jiangsu UHVDC Chine	Oui		2022	3x1334	±400	510	2080 Aérien
Northconnect Royaume-Uni Norvège	Oui		En attente	1400	±525	420/400	665 En mer
Project Lightning Das Island Emirats Arabes Unis			2025	2000	±400	132/400	150 En mer
Project Lightning Al Ghallan Emirats Arabes Unis			2025	1200	±320	/	134 En mer 4 Souterrain
DolWin5 Allemagne		Oui	2025	900	±320	66/380	100 En mer 30 Souterrain

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
SOO Green Rail Etats-Unis	Oui		2029	2100	±525	345/345	560 Souterrain
Shetland Royaume-Uni	Oui		2024	600	±320	132	267 En mer
Dogger Bank C Royaume-Uni		Oui	2026	1200	±320	66/420	270 En mer / Souterrain
Sofia Royaume-Uni		Oui	2025	1320	±320	400	220 En mer 7 Souterrain
Biscay Gulf Link France Espagne	Oui		2027	2x1000	±400	/	300 En mer 80+13 Souterrain
A-Nord Allemagne	Oui		2027	2000	±525	380	300 Souterrain
Gridlink Royaume-Uni France	Oui		2030	1400	±525	400	140 En mer 20 Souterrain
BorWin5 Allemagne		Oui	2025	900	±320	/	120 En mer 110 Souterrain
Sunrise wind Etats-Unis		Oui	2026	924	±320	66/138	160 En mer / Souterrain / Aérien
Champlain Hudson Power Express Etats-Unis	Oui		2026	1250	±400	/	330 En mer 220 Souterrain
Mumbai Inde	Oui		2025	1000	±320	220/400	50 Souterrain 20-30 Aérien
SuedOstLink Allemagne	Oui		2026	2000	±525	/	580 Souterrain

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Celtic Interconnector France Irlande	Oui		2026	700	±320 to ±500	220/400	500 En mer 75 Souterrain
Norfolk Vanguard West Royaume-Uni		Oui	2030	1400	/	66/400	~50 En mer ~60 Souterrain
Norfolk Boreas Royaume-Uni		Oui	2030	1400	/	66/400	~50 En mer ~60 Souterrain
AAPowerLink Australie Singapour	Oui		2027	3000	/	/	4200 En mer 800 Aérien
Suedlink – DC3 Allemagne	Oui		2027	2000	±525	400/400	/ En mer 700 Souterrain / Aérien
Suedlink – DC4 Allemagne	Oui		2029	2000	±525	400/400	550 Souterrain
Higashi-Shimizu Japon	Oui		2028	600	/	275	Changement de fréquence / Souterrain
Xlinks Maroc Royaume-Uni	Oui	Oui	2027	2x1800	±525	/	3800 En mer / Souterrain
Borwin 6 Allemagne		Oui	2027	980	±320	66/380	190 En mer 45 Souterrain / Aérien
Pang - Kaithal Inde	Oui		2027	2x2500	±350	400/400	480 Aérien
MaresConnect Royaume-Uni Irlande	Oui		2027	750	±400	400/220	245 En mer

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Marinus Link stage 1 Australie	Oui		2028	750	±320	500/220	255 En mer 90 Souterrain
Hornsea 3 Royaume-Uni		Oui	2027	2x1320	±320	66/400	170 En mer 50 Souterrain
Neuconnect Royaume-Uni Allemagne	Oui		2028	1400	±500	400	725 En mer / Souterrain
Nautilus Royaume-Uni Belgique	Oui	Oui	2028	1400	±525	400	140 En mer
DolWin4 Allemagne		Oui	2028	900	±320	/	60 En mer 150 Souterrain
Beacon Wind 1 Etats-Unis		Oui	2028	1230	/	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
Lake Erie Connector Etats-Unis	Oui		En attente	1000	±320	/	117 En mer / Souterrain / Aérien
BorWin 4 Allemagne		Oui	2028	900	±320	/	130 En mer 130 Souterrain
Eastern Green Link 2 Royaume-Uni	Oui		2029	2000	±525	/	440 En mer 67 Souterrain
Marinus Link stage 2 Australie	Oui		2030	750	±320	500/220	255 En mer 90 Souterrain
BalWin3 Allemagne		Oui	2031	2000	±525	66/380	200 En mer 45 Souterrain
LionLink Royaume-Uni Pays-Bas	Oui		2030	1800	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Atlantic superconnection Islande Royaume-Uni	Oui		2030	1800	/	/	1500 En mer
East Anglia 3 Royaume-Uni		Oui	2030	1400	/	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
IJMUiden Ver Alpha Pays-Bas		Oui	2029	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
IJMUiden Ver Beta Pays-Bas		Oui	2028	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
BalWin1 Allemagne		Oui	2029	2000	±525	380	170 En mer 220 Souterrain
BalWin2 Allemagne		Oui	2030	2000	±525	380	160 En mer 230 Souterrain
LanWin5 Allemagne		Oui	2031	2000	±525	/	~290 En mer
NordOstLink+ (DC32) Allemagne	Oui		2035	2000	±525	/	~185 Souterrain
Grain Belt Express phase 1 Etats-Unis	Oui		2028	5000	±600	345/345	850 Aérien
HIP Atlantic Project Royaume-Uni	Oui	Oui	En cours de planification	4x1000	/	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
SENER-BC Mexique	Oui		En attente	1500	±500	/	700 Souterrain / Aérien
Greenconnector Suisse Italie	Oui		A l'étude	1000	±400	/	/ En mer 150 Souterrain / Aérien
AWC Etats-Unis		Oui	A l'étude	1000	±320	/	Multi-terminal En mer / Souterrain / Aérien

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Tres Amigas Etats-Unis	Oui		Stopped	3x750	±300	345	En mer /Changement de fréquence / Souterrain / Aérien
BalWin4 Allemagne		Oui	2029	2000	±525	66/380	165 En mer 110 Souterrain
Centre Manche 1&2 France		Oui	2031	2x1250	±320	400	/ En mer / Souterrain / Aérien
Oléron France		Oui	2032	1200	±320	400	/ En mer / Souterrain / Aérien
Yanbu-NIC Arabie Saoudite	Oui		2027	3000	±525	380/380	~650 Aérien
Estlink-3 Estonie Finlande	Oui		2035	700	±450	400/330	~80 En mer
Aminth Energy Interconnector Danemark Royaume-Uni	Oui		2032	1400	±525	/	580 En mer
Harmony Link Estonie Pologne	Oui		2028	700	±320	330/400	290 En mer 40 Souterrain
Adriatic Link Italie	Oui		2028	1000	/	400/400	210 En mer 40 Souterrain
Tyrrhenian Link East Sicily - Campania Italie	Oui		2028	1000	±500	380/380	490 En mer
Tyrrhenian Link West Sicily - Sardinia Italie	Oui		2028	1000	±500	380/380	480 En mer

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Châteauguay Canada Etats-Unis	Oui		2027	2x750	/	735/765	Changement de fréquence / Souterrain
ELMED interconnector Italie Tunisie	Oui		2028	600	±500	/	230 En mer
Aquind Royaume-Uni France	Oui		En cours de planification	2x1000	±320	400/400	242 En mer
Península-Baleares Espagne	Oui		En cours de planification	/	±250	/	405 En mer
TransWest Express (TWE) Etats-Unis	Oui		2027	3000	±500	500/345	650 Aérien
Sea Link Royaume-Uni	Oui		2030	2000	/	400/400	130 En mer 2 Souterrain
Triton Link Belgique Danemark	Oui		2030	2000	±525	/	773 En mer
IJmuiden Ver Gamma Pays-Bas		Oui	2029	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
Nederwiek 1 Pays-Bas		Oui	2030	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
Nederwiek 2 Pays-Bas		Oui	2030	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
Nederwiek 3 Pays-Bas		Oui	2031	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
Doordewind 1 Pays-Bas		Oui	2031	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Doordewind 2 Pays-Bas		Oui	2031	2000	±525	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
LanWin2 Allemagne		Oui	2030	2000	±525	/	~270 En mer
LanWin4 Allemagne		Oui	2031	2000	±525	66/380	180 En mer 45 Souterrain
Hansa PowerBridge Suède Allemagne	Oui		2029	700	±300	400/380	165 En mer 130 Souterrain
Shin-bupyeong Corée du Sud	Oui		En cours de planification	500	/	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
Akhaltsikhe Géorgie Turquie	Oui		En cours de planification	350	/	500/400	/ En mer / Souterrain / Aérien
Ayrum Arménie Géorgie	Oui		En cours de planification	350	/	400/500	/ En mer / Souterrain / Aérien
SunZia Transmission Etats-Unis	Oui		2025	3000	±525	/	885 Aérien
NordOstLink (DC31) Allemagne	Oui		2032	2000	±525	/	~212 Souterrain
Baltic WindConnector Allemagne Estonie	Oui		En cours de planification	/	/	/	750 En mer
LanWin1 Allemagne		Oui	2030	2000	±525	66/380	165 En mer 110 Souterrain
LirIc Irlande Royaume-Uni	Oui		2029	730 → 500 ←	±320	275/400	133 En mer

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
LaSGo Link Suède Gotland Lettonie	Oui		En cours de planification	700 500	±320	/	125+195 En mer
Grain Belt Express phase 2 Etats-Unis	Oui		En cours de planification	5000	±600	345/345	430 Aérien
TuNur Italy Italie Tunisie	Oui		A l'étude	2000	±525	400	661 En mer
SACOI3 Sardaigne la Corse Italie	Oui		2030	400	±200	/	300 En mer and Souterrain
Southern Aegean Interconnector Grèce	Oui	Oui	A l'étude	600	±320	220/400	245 En mer
GREGY Interconnector Egypte Grèce	Oui		2028	3000	±525	/	1400 En mer
Clean Path New York Etats-Unis		Oui	2027	1300	±400	/	280 Souterrain
New Mexico North Path Etats-Unis		Oui	2028	4000	/	/	643 Aérien
Western Isles (Arnish-Beauly) Scotland Royaume-Uni	Oui		2030	2000	±525	400	81 En mer 84 Souterrain
Spittal-Peterhead Scotland Royaume-Uni	Oui		2030	2000	±525	400/400	170 En mer 30-50 Souterrain

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Ayrum HVDC Back to Back No.1 Arménie			En cours de planification	350	/	400/500	En mer / Changement de fréquence / Souterrain / Aérien
Akhaltsikhe HVDC Back to Back No.3 Géorgie			En cours de planification	350	/	500/400	En mer / Changement de fréquence / Souterrain / Aérien
Khavda-III – South Olpad Inde			2029	2500	±500	400/400	600 Aérien
Eastern Green Link 1 Royaume-Uni	Oui		2027	2000	/	/	200 En mer and Souterrain
GAP Interconnector Egypte Grèce	Oui		A l'étude	2000	±500	/	450 En mer / Souterrain
SouthCoast Wind Etats-Unis		Oui	2030	1200	±320	69/345	96 En mer
Cronos Energy Belgique Royaume-Uni	Oui		2032	1400	±525	/	~200 En mer
Tarchon Energy Allemagne Royaume-Uni	Oui		2030	1400	±525	400	610 En mer
GRITA 2 Italie Grèce	Oui		2030	1000	±500	/	250 En mer 50 Souterrain
Shin-Sakuma Japon			2028	300	/	/	En mer / Changement de fréquence / Souterrain / Aérien

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Southern Spirit Transmission Etats-Unis	Oui		2029	3000	±525	/	515 Aérien
Norfolk Vanguard East Royaume-Uni		Oui	2030	1400	/	66/400	~50 En mer ~60 Souterrain
North Plains Connector Etats-Unis	Oui		En cours de planification	3000	500	345	635 Aérien
Attentive Energy One Etats-Unis		Oui	2030	1400	/	/	~190 En mer
Community Offshore Wind Etats-Unis		Oui	2030	1300	/	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
Excelsior Wind Etats-Unis		Oui	2030	1300	/	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
SuedOstLink+ Allemagne	Oui		2030	2000	±525	/	780 Souterrain
Eastern Green Link 3 Royaume-Uni	Oui		2031	2000	±525	400/400	/ En mer / Souterrain / Aérien
Eastern Green Link 4 Royaume-Uni	Oui		2031	2000	±525	400/400	/ En mer / Souterrain / Aérien
Korridor-B V48 Allemagne	Oui		2031	2000	±525	/	440 Souterrain
Korridor-B V49 Allemagne	Oui		2031	2000	±525	/	220 Souterrain
Rhine-Main-Link (DC34) Allemagne	Oui	Oui	2033	2000	±525	/	~500 Souterrain
BorWin7 (NOR-21-1) Allemagne	Oui		2034	2000	±525	/	454 Souterrain
Rhine-Main-Link, (DC35) Allemagne	Oui	Oui	2035	2000	±525	/	~500 Souterrain

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Rhine-Main-Link NOR-19-3 (onshore- part) Allemagne	Oui		2036	2000	±525	/	~500 Souterrain
Rhine-Main-Link NOR-19-2 (onshore- part) Allemagne	Oui		2037	2000	±525	/	~500 Souterrain
OstWestLink (DC40) Allemagne	Oui		2040	2000	/	/	~600 Souterrain
NordWestLink (DC41) Allemagne	Oui		2040	2000	/	/	~600 Souterrain
SuedWestLink (DC42) Allemagne	Oui		2040	2000	/	/	~740 Souterrain
Mengxi-Beijing-Tianjin-Hebei Chine	Oui		En cours de planification	8000	±800	500/500	703 Aérien
LanWin6 Allemagne		Oui	2035	2000	±525	/	~900 En mer
Ostwind 4 Allemagne		Oui	2035	2000	±525	/	~345 En mer
Twin States Etats-Unis	Oui		En attente	1200	/	/	/ En mer / Souterrain / Aérien
The Green Vein Egypte Italie	Oui		A l'étude	3000	/	/	2800 En mer
Wyoming Intertie Etats-Unis	Oui		2028	3000	/	/	160 Aérien

Nom du projet/Pays	Interconnexion	Raccordement EnR	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Tension CA (kV)	Longueur de circuit (km)
Three Corners Connector Etats-Unis	Oui		En cours de planification	/	±525	/	480 Aérien
Continental Connector Etats-Unis	Oui		2030	3000	/	/	800 Aérien
Gotland HVDC Light Suède			1999	50	±80	/	140 Souterrain

Le réseau de transport d'électricité

Création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent









Synthèse du complément d'étude sur les stratégies aériennes écartées

RÉGIONS PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR ET OCCITANIE

Départements des Bouches-du-Rhône et du Gard

Juin 2024

Propos introductif

Lors des sessions de concertation avec les parties prenantes et le public qui se sont tenues dans le cadre du projet de création de la nouvelle liaison électrique entre les postes électriques de Feuillane, dans les Bouches du Rhône (13), et de Jonquières-Saint-Vincent dans le Gard (30), les parties prenantes et le public ont souhaité que soient expliquées de manière détaillée les raisons du choix de ne pas retenir des solutions alternatives à la solution proposée.

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, dans le cadre de ses obligations de service public, RTE a le devoir de choisir une technologie qui respecte à la fois l'environnement, les normes de sécurité et les besoins en énergie à moyen terme de la région, tout en prenant en compte les critères technico-économiques et les risques associés aux différentes stratégies. Il a également le devoir de communiquer les informations nécessaires afin que les décisions de développement du réseau soient prises de manière éclairée, proportionnée à l'enjeu et se fondent sur des critères de bénéfices pour la collectivité

Ainsi, un complément d'étude sur les stratégies souterraines écartée est mis à disposition. RTE y expose de manière transparente les justifications du choix d'une liaison aérienne, en détaillant les alternatives souterraines non retenues.

Des questions se sont également posées pour détailler les solutions aériennes qui n'ont pas été retenues. L'objet de ce document est de les documenter.

Cette note sera introduite par quelques notions concernant l'exploitation du réseau électrique, la description des lignes électriques aériennes (les liaisons souterraines ayant été décrites dans la note sur les alternatives souterraines non retenues). Les stratégies aériennes suivantes non retenues sont ensuite analysées :

- ⇨ Création d'une ligne 400 000V entre la vallée du Rhône et Fos sur mer réutilisant les axes des lignes 400 000 V existantes
- ⇨ Création d'une ligne 400 000V entre la vallée du Rhône et Fos sur mer réutilisant les axes des lignes 400 000 V existantes jusqu'à Salon puis un tracé plus court jusqu'à Fos sur mer
- ⇨ Création d'une ligne Jonquières Feuillane 400kV en réutilisant les emprises des lignes 225kV existantes
- ⇨ Création d'une ligne Jonquières Feuillane 400kV en réutilisant les emprises des lignes 225kV existantes puis cheminant en souterrain via la base militaire d'Istres jusqu'à Fos sur Mer.

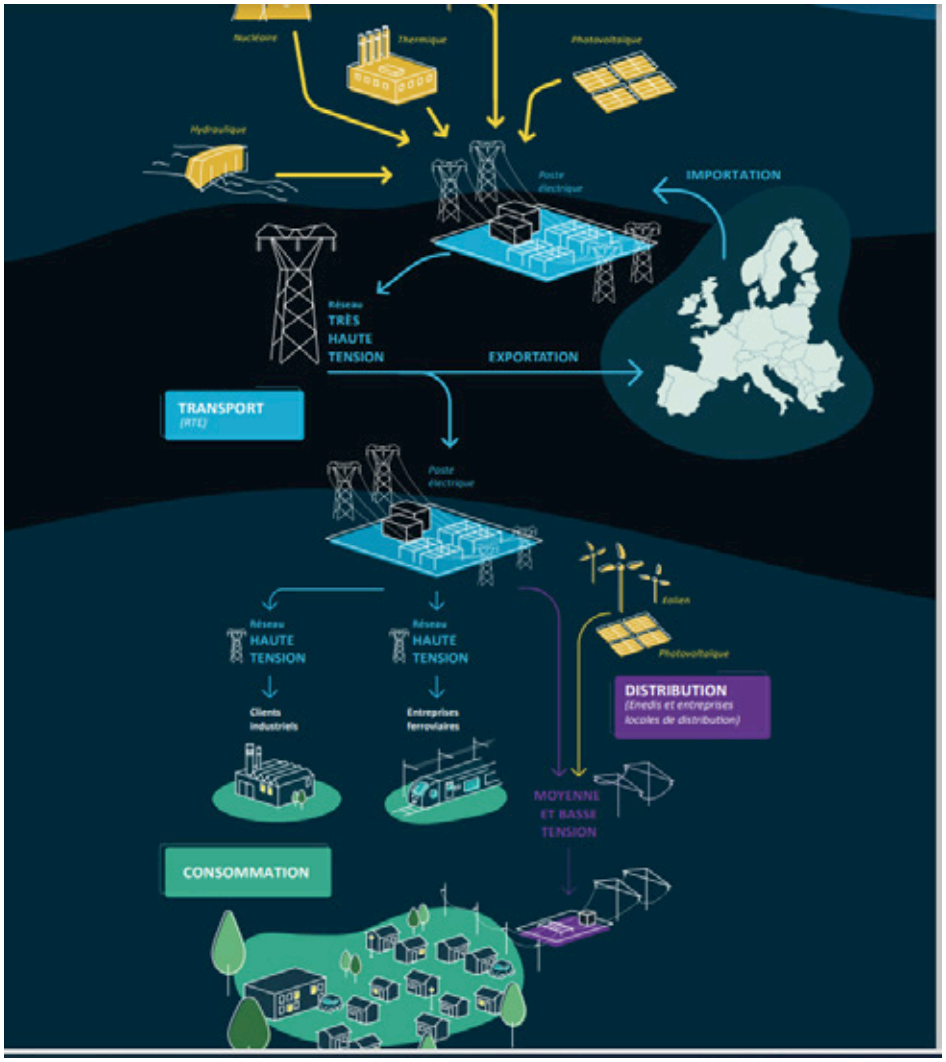
L'ensemble des données de ce document est présenté sur la base des connaissances à date.

Sommaire

Propos introductif 2
Sommaire 3
1 Le réseau électrique 4
2 La conduite du réseau électrique 5
3 Les lignes électriques 6
4 Rappels sur le projet Feuillane Jonquières 8
5 L'alimentation électrique de la zone considérée et aire d'étude du projet 8
6 Stratégies de raccordement aériennes non retenues 9
6.1 Création de deux nouveaux circuits 400 000kV entre Tavel (Avignon) et Feuillane (Fos) dans l'axe de lignes 400 000 volts existantes 9
6.2 Création d'une ligne Tavel (Avignon) - Roquerousse (Salon de Provence) – Feuillane (Fos) dans l'axe de lignes 400 000 volts existantes jusqu'à Roquerousse puis en rejoignant directement Feuillane en aérien 11
6.3 Création d'une ligne Jonquières Feuillane 400kV en réutilisant les emprises des lignes 225kV existantes 12
6.4 Création d'une ligne Jonquières Feuillane 400kV en réutilisant les emprises des lignes 225kV existantes jusqu'à la base d'Istres, puis passant en souterrain sous la base d'Istres. ..... **Erreur ! Signet non défini.**
7 Conclusion : 15

1 Le réseau électrique

Le réseau de transport d'électricité achemine l'électricité des moyens de production vers des entreprises directement connectées au réseau ou vers des distributeurs qui poursuivront cet acheminement vers les particuliers et les PME/PMI.



Il s'agit d'un réseau maillé, c'est-à-dire que tous les producteurs et consommateurs sont reliés entre eux sur un seul et même réseau. Le réseau de transport rassemble les lignes à haute tension (63 000 et 90 000 volts) et à très haute tension (225 000 volts et 400 000 volts).
La très haute tension permet de transporter de plus grande quantité d'énergie car plus le niveau de tension augmente moins il y a de pertes électriques dues à l'effet Joule. Ainsi, le réseau 400 000V de grand transport permet de transiter de l'énergie sur de grandes longueurs. Il relie les groupes de production importants (nucléaires, …) et les grandes zones de consommation. Il est interconnecté avec les autres les pays européens.

Le réseau 225 000V de répartition prélève l'énergie sur le réseau 400 000V et l'achemine régionalement. Les réseaux 90 000 Volts et 63 000 Volts font de même depuis le réseau 225 000 Volts.
Les réseaux de distribution incluent toutes les lignes d'une tension inférieure à 63 000 Volts, qui transportent l'électricité jusqu'au compteur de leurs clients, particuliers ou PME/PMI. Ils sont exploités par les distributeurs, comme Enedis.



Le réseau électrique métropolitain 225 000V (vert) et 400 000V (rouge)

En France, le réseau exploité par RTE c'est :

- 280 000 pylônes
- 106 000 km de liaisons aériennes et souterraines à haute et très haute tension
- 56 liaisons transfrontalières
- 22000 km de ligne aérienne 400 000 Volts

2 La conduite du réseau électrique

Les possibilités de stockage de l'électricité sont très limitées, ce qui est produit doit être consommé instantanément. RTE ajuste l'équilibre à chaque seconde entre l'électricité produite et consommée.
Le réseau électrique est interconnecté au niveau national et européen pour mutualiser les productions, les marges et les secours, avec un fonctionnement d'entraide et d'échanges entre régions et pays européens.
Cela suppose de surveiller en permanence le réseau, de maîtriser les flux entre les régions et avec nos voisins européens, et d'anticiper les évolutions de la consommation électrique à court, moyen et long terme.

Des mécanismes d'ajustement permettent d'anticiper et de gérer les écarts entre production et consommation d'une zone électrique donnée, néanmoins un déséquilibre trop rapide et trop grand peut engendrer du délestage de consommation, un écroulement du réseau et aller jusqu'au black-out dans les cas les plus défavorables.

En effet, si un ouvrage électrique passe hors tension suite à un défaut, alors instantanément son transit se reporte sur les ouvrages électriques voisins qui peuvent alors passer en surcharge, et passer hors tension à leur tour.
Il y a un risque « d'effet domino » pouvant engendrer la coupure d'un département, d'une région, ou même un incident au niveau européen.
Ce fut le cas lors de l'incident européen du 4 novembre 2006, avec un premier défaut localisé en Allemagne, qui a amené au délestage de 10% de la consommation de l'Europe de l'Ouest, et 12% de la consommation en France, soit 5 millions de foyers.

Des règles d'exploitation sont donc mises en place pour limiter l'influence d'un défaut, parmi lesquelles :

- Ne pas perdre à la fois plus de 3000 MW de consommation
- Ne pas perdre à la fois plus de 3000 MW de production

3 Les lignes électriques

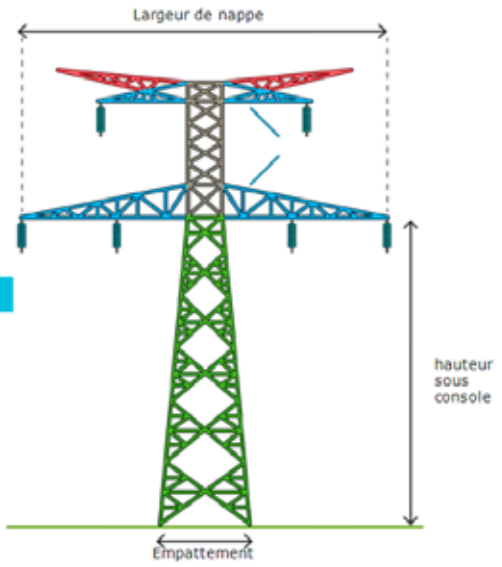
Une ligne électrique est principalement constituée de pylônes, de câbles et d'isolateurs.
Les pylônes servent à maintenir les câbles à bonne distance du sol et des obstacles pour garantir la sécurité des personnes et des bâtiments sous les lignes électriques. Il en existe plusieurs sortes, dont le choix dépend du niveau de tension, de l'environnement, du terrain, ...

Un pylône est composé :

- **d'un chevalet**, qui permet de soutenir le câble de garde,
- **de consoles**, destinées à soutenir les conducteurs par l'intermédiaire de chaînes d'isolateurs,
- **d'un fût**, partie basse et centrale.

Les principales mesures d'un pylône sont :

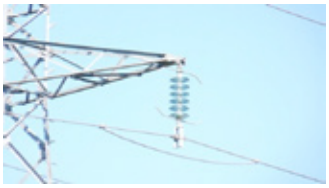
- **la largeur de nappe**, qui correspond à la distance entre les câbles situés à chaque extrémité des consoles ;
- **l'empattement**, qui correspond à la distance entre les pieds du pylône ;
- **la hauteur sous console**, qui correspond à la distance entre le sol et la console.



Pour transporter le courant, on utilise des **câbles conducteurs**. Ces câbles sont nus, c'est à dire que leur isolement électrique est assuré par l'air et non par une gaine isolante.
La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.


Câble conducteur aérien

Un deuxième type de câble, appelé **câble de garde**, est également placé sur les pylônes mais au-dessus des câbles conducteurs afin de protéger la ligne de la foudre.



Les chaînes d'isolateurs en verre, en porcelaine ou en composite servent à isoler le pylône du câble. Plus la tension est élevée et plus la chaîne d'isolateurs est longue.

Isolateurs

L'arrêté technique interministériel du 17 mai 2001 qui régit les « conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique » indique également les distances minimales à respecter entre les conducteurs et les obstacles environnants. Ces distances sont également fonction du niveau de tension de la ligne. Les conducteurs d'une ligne 400 000V devront être plus éloignés de tous les obstacles environnants que ceux d'une ligne 225 000V.

Le respect de ces distances impose l'entretien de la végétation autour de la ligne sur une zone d'élagage plus large pour une tension plus importante. En effet les câbles transitent plus, chauffent plus, se dilatent plus, et se balancent avec le vent. Afin de limiter les risques d'amorçage, les élagages sont plus importants.

Plus la tension est élevée, plus le pylône est haut et large, et plus l'espace entre lui et les obstacles environnants est important.

Une ligne 400 000 Volts ne peut donc pas « entrer dans le gabarit » d'une ligne 225 000 Volts. Autrement dit, on ne peut pas remplacer une ligne 225kV par une ligne 400kV sans requestionner le positionnement des pylônes, la distance au sol, la distance à la végétation.



Exemple de ligne en technique 225kV (à gauche) et de ligne en technique 400kV (à droite) dans la ZIP de Fos.

4 Rappels sur le projet Feuillane Jonquières

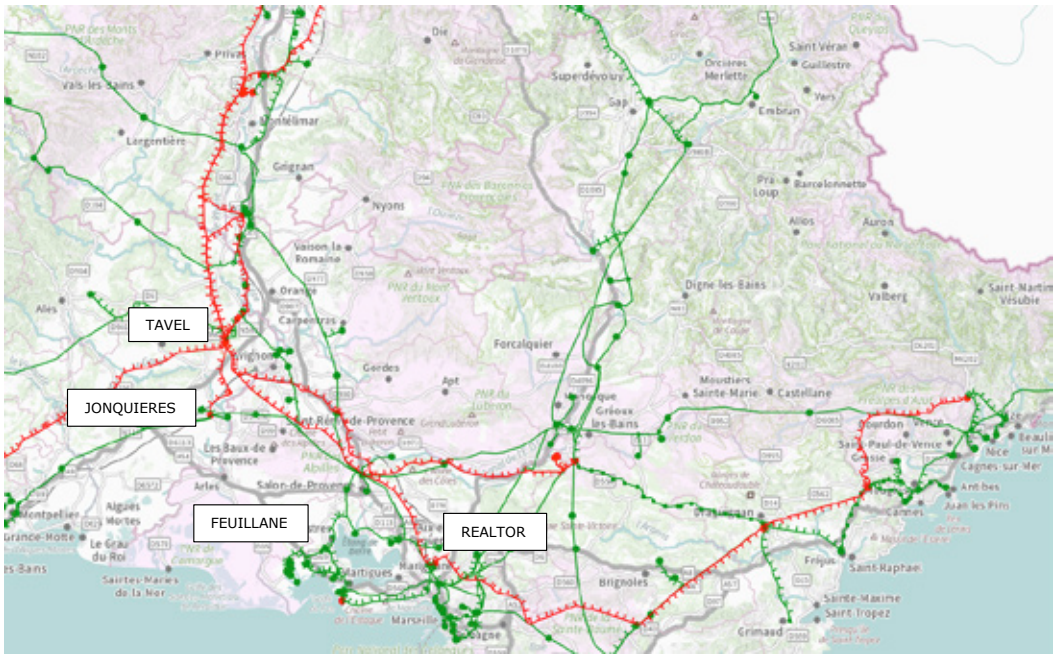
Le projet de cette ligne aérienne a pour objectif de répondre aux objectifs nationaux de décarbonation de l'industrie (zone industrialo-portuaire de Fos-Sur-Mer) et des usages domestiques et tertiaires de la zone sud-est. La décarbonation consiste essentiellement à remplacer l'utilisation d'énergie fossile par de l'énergie électrique décarbonée. Dans ce contexte, cette nouvelle ligne permettra d'acheminer l'énergie électrique nécessaire, ce qui correspond à un doublement de la consommation électrique de la région.

Pour cela, il est nécessaire de créer une ligne double circuit à 400 000 volts pour relier la zone de Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône) à Jonquières-Saint-Vincent (Gard), dans le sud de la vallée du Rhône et proche des centrales nucléaires de Cruas et Tricastin.

Pour déterminer la solution la plus optimale, plusieurs étapes sont nécessaires :

- La détermination de l'aire d'étude, validée le 16/11/2023
- La concertation préalable du public a eu lieu du 12/02 au 07/04/2024
- La détermination du fuseau de moindre impact (corridor plus ou moins large dans lequel sera recherché le tracé de la ligne),
- La définition du tracé précis et l'obtention des autorisations administratives (DUP, …)

5 L'alimentation électrique de la zone considérée et aire d'étude du projet



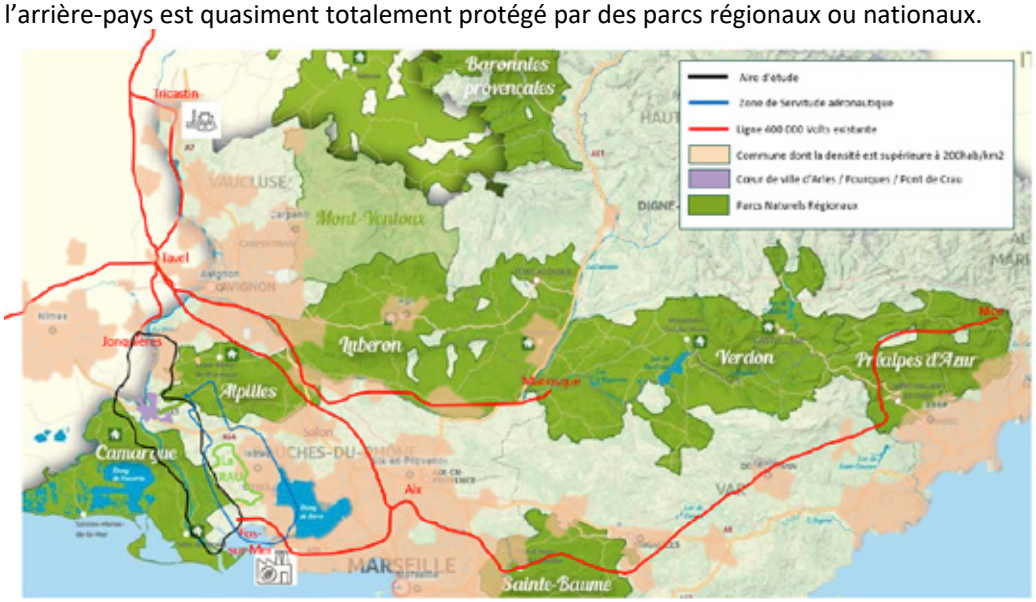
Réseau 225 000V (vert) et 400 000V (rouge)

L'électricité alimentant le grand Sud Est arrive essentiellement au poste de Tavel depuis la vallée du Rhône via le réseau de grand transport 400 000 Volts. Tavel est le « poste

d'aiguillage » de cette énergie, qui alimente via des « antennes » 400 000 Volts Manosque, Nice, Jonquières Saint Vincent et contribue à la connexion des régions PACA et Occitanie.
Un réseau de répartition interrégionale 225 000 Volts dessert les sites de consommation principaux le long de ces axes.

Dans le cadre de travaux permettant d'amener plus d'énergies à Fos en utilisant les infrastructures existantes, la ligne 225 000 Volts reliant le poste de Feuillane et le poste de Réaltor sera exploitée en 400 000 Volts. Ceci est possible car la ligne a été préalablement construite par le passé en technique 400 000 Volts. Cette modification nécessite l'élagage de la végétation se trouvant trop près de la ligne avec de nouvelles contraintes électriques.

Dans ce contexte, il est important de noter que la région PACA a pour particularité de voir l'essentiel de sa consommation électrique dans des zones en bord de littoral, alors que l'arrière-pays est quasiment totalement protégé par des parcs régionaux ou nationaux.



Sur la carte ci-dessus l'aire d'étude du projet est positionnée par rapport aux nombreux parcs régionaux et aux zones d'urbanisation denses.
Les paragraphes suivants documentent les solutions aériennes non retenues en dehors de cette aire d'étude, sur lesquelles les principaux questionnements ont porté.

6 Stratégies de raccordement aériennes non retenues

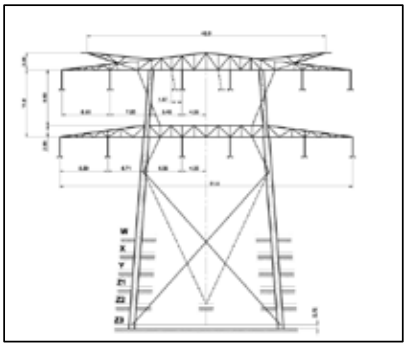
6.1 Création de deux nouveaux circuits 400 000 Volts entre Tavel (Avignon) et Feuillane (Fos) dans l'axe de lignes 400 000 volts existantes

La stratégie écartée consiste à remplacer les pylônes actuels par des pylônes en capacité de supporter 4 circuits[1]. La ligne passerait ainsi de 2 à 4 circuits, en déroulant 2 nouveaux

[1] Entre Feuillane (Fos) et Réaltor (Aix-en-Provence), la ligne à double circuit est actuellement exploitée en 225 000 volts et le sera prochainement en 400 000 volts.

circuits et en remplaçant l'ensemble des 250[2] pylônes actuels par des pylônes en capacité de supporter 4 circuits.





Exemple de support pouvant supporter 4 circuits électriques



Pylône supportant 5 circuits électriques à proximité du pont de Martigues

[2] 174 pylônes actuels de la ligne entre Tavel et Réaltor et des 70 pylônes actuels entre Réaltor et Ponteau et des 7 pylônes actuels entre Ponteau et Feuillane

Cette solution a été écartée pour les raisons ci-dessous.

Une structure de réseau regroupant 4 circuits 400 000 volts sur une seule ligne électrique entraine un mode commun très important. Celui-ci fragiliserait de manière inacceptable le système électrique français et européen : en cas de perte de la ligne, celui-ci serait privé de manière simultanée de 4 circuits 400 000 volts. Ce type d'incident présente une certaine matérialité : l'incendie de l'été 2022 a par exemple conduit à couper les 2 circuits de l'axe existant. D'autres types d'incidents peuvent également être mentionnés : des travaux de maintenance qui entraineraient l'indisponibilité de la ligne et de ses 4 circuits, des actes de malveillance, la ruine d'un pylône.

Pour se prémunir des conséquences d'un tel incident, l'ensemble des gestionnaires de réseau européens partagent un même cadre de maîtrise des risques d'incident de grande ampleur. Les codes de réseaux européens prévoient une réserve pouvant compenser la perte d'une consommation maximale de 3000 MW (cf. article 153 du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité). Ainsi, parmi les 22 000 km de circuits à 400 000 volts en France, aucune ligne n'est conçue ainsi à 4 circuits[3].

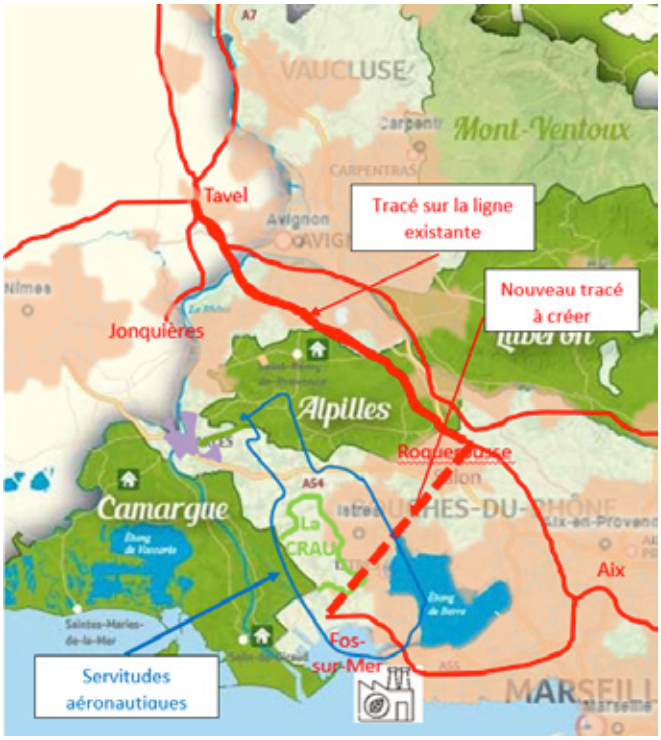
D'autre part, la ligne existante entre Tavel (Avignon) et Feuillane traverse des (zones urbanisées denses (Martigues, Les Pennes-Mirabeau, etc.) ne permettant pas d'implanter une nouvelle ligne à proximité de la ligne existante.

Enfin, la reconstruction en lieu et place serait impossible car les travaux de remplacement des pylônes nécessiteraient de mettre hors tension sur de longues périodes l'axe principal d'alimentation régionale.

6.2 Création d'une ligne Tavel (Avignon) - Roquerousse (Salon de Provence) – Feuillane (Fos) dans l'axe de lignes 400 000 volts existantes jusqu'à Roquerousse puis en rejoignant directement Feuillane en aérien

La solution écartée consiste à relier la vallée du Rhône et les postes électriques de Fos-sur-Mer en suivant, pour partie, le tracé de la ligne existante de Tavel (Gard) jusqu'à Roquerousse (Salon-de-Provence, Bouches-du-Rhône), puis à rejoindre Feuillane directement, en passant au nord-ouest de l'Etang de Berre.

[3] On trouve toutefois des tronçons de faible longueur sur des contraintes très particulières (servitudes aéronautique).

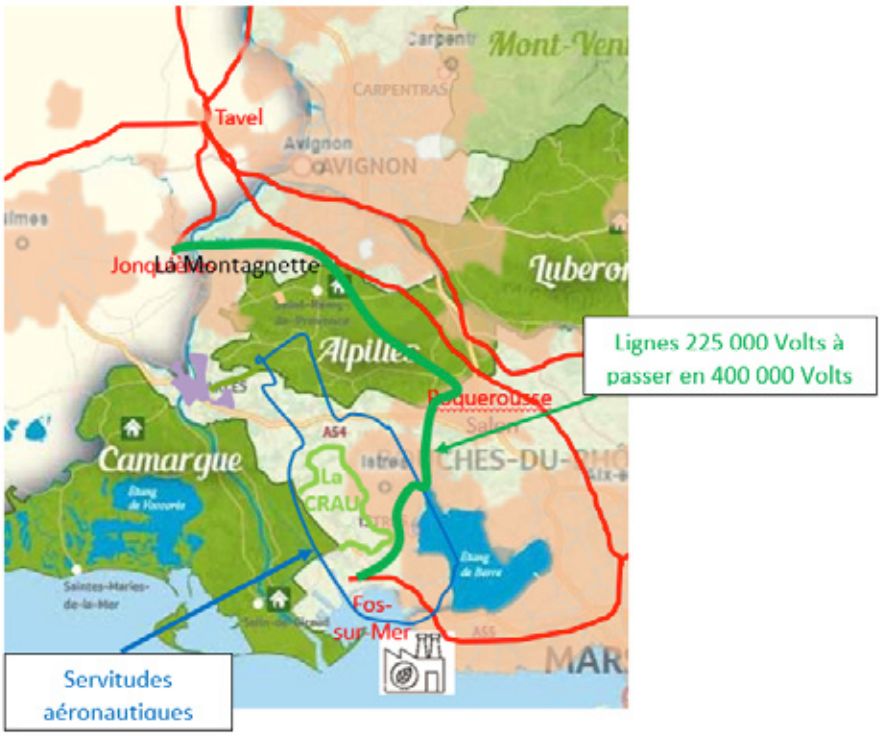


Cette solution a été écartée pour les raisons ci-dessous :

- Sur la partie nord : comme dans le cas précédent, le risque de défaut simultané sur les 4 circuits ne permet pas de respecter les règles en vigueur dans les codes de réseaux européens et la perte de consommation serait à un niveau tel qu'elle pourrait entraîner un incident à l'échelle nationale voire européenne.
- Sur la partie sud : il n'est pas possible de sortir de Fos/Feuillane par le Nord-Est de part la présence de l'aéroport d'Istres qui génère des servitudes aéronautiques (en bleu sur le schéma ci-dessus) et limitent à 10 m la hauteur des infrastructures, mais également en raison du surplomb obligatoire de la commune d'Istres. De plus, la ligne devrait être implantée sur territoire de la réserve naturelle nationale des Coussouls de Crau.

6.3 Création d'une ligne Jonquières Feuillane 400 000 Volts en réutilisant les emprises des lignes 225 000 Volts existantes

La solution écartée consiste à réutiliser les emprises des lignes 225 000 volts existantes entre Fos sur Mer et Jonquières, passant par Roquerousse (Salon-de-Provence) et Montagnette (Graveson).



Les lignes concernées par cette hypothèse sont les lignes (total : 73km) :

- 225 000 Volts Jonquières-Montagnette : 12,4 km
- 225 000 Volts Chateaurenard-Montagnette-Roquerousse : 21,7 km
- 225 000 Volts Roquerousse-Salon bel air : 7,1 km
- 225 000 Volts Rassuen-Salon bel air : 23,7 km
- 225 000 Volts Darse-Rassuen (jusqu'au p30) : 3,9 km
- 225 000 Volts Darse-Feuillane (du p30 à Feuillane) : 4,1 km

Ces lignes 225000V dont l'idée est de récupérer le tracé doivent au préalable être déposées et reconstruites sur un autre tracé, potentiellement en souterrain, ce qui entraine coûts et délais supplémentaires pour cette stratégie.

Cette solution a été écartée pour les raisons ci-dessous :

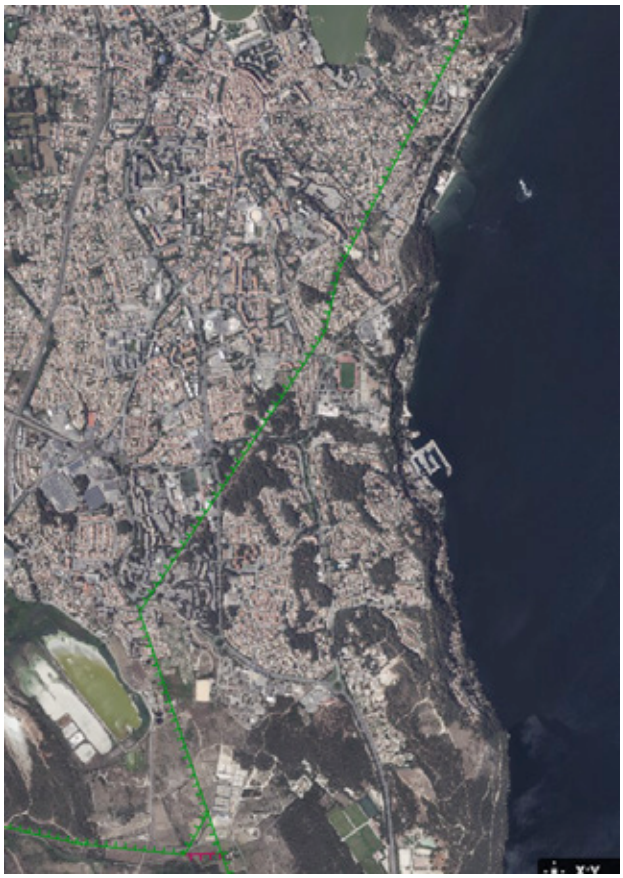
- Dans sa partie nord, la ligne à 225 000 volts traverse le site classé de la Montagnette.
- Ces lignes devraient être reconstruites en technique 400 000 volts. Elles seraient donc plus hautes et plus larges (passage d'une ligne 225 000 Volts à une ligne 400 000 Volts) ce qui en modifie l'emprise et donc l'impact. Par exemple sur la commune d'Eyguières, les pylônes existants de la ligne 225 000 Volts à un circuit ont une largeur de nappe de 12m, alors qu'une ligne 400 000 Volts double circuit aurait une largeur de nappe d'environ 32m. Elle augmenterait donc notablement les surplombs d'habitation ce qui est contraire aux engagements pris par RTE pendant la concertation préalable auprès du public.







- Cette stratégie présente les mêmes impossibilités sur la partie sud entre Salon et Fos, avec une urbanisation très dense et le passage au niveau du site classé des étangs de Saint Mitre et Saint Blaise. Sur Istres, la reconstruction de la ligne en technique 400kV sur le tracé des liaisons 225kV nécessiterait de retrouver des emplacements pour des nouveaux pylônes en pleine ville, d'élargir la nappe de câbles existante et donc de créer de nouveaux surplombs d'habitations, contraire à l'engagement de RTE pris sur le projet lors de la concertation préalable.



Vue aérienne d'Istres avec la ligne double 225000V existante



Par ailleurs, ces lignes 225000V dont l'idée est de récupérer le tracé devraient au préalable être déposées et reconstruites sur un autre tracé, potentiellement en souterrain, ce qui entrainerait coûts et délais supplémentaires pour cette stratégie.

7 Conclusion :

L'ensemble des stratégies aériennes présentées dans le présent document ont été écartées en raison :

- de leur incapacité à répondre au besoin, notamment concernant la nécessaire résilience du réseau de grand transport d'électricité aux aléas ;
- de l'augmentation du nombre de surplombs d'habitations qu'elles induiraient ;
- de leur incapacité à prétendre pouvoir constituer une stratégie minimisant les impacts en raison notamment d'un linéaire deux fois plus important que la solution soumise à la concertation.

E. Note siphon solutions en partie souterraine : de 6 km, ou de 6 km et de 10 km (mars 2025)

Le réseau de transport d'électricité

27/03/2025

Ligne électrique aérienne 400 000 Volts
entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent

Le présent document analyse les coûts et délais associés à deux scénarios de mise en souterrain partielle du projet actuellement prévu en aérien sur sa totalité. Deux alternatives sont présentées dans le document.

(i) Un premier scénario avec un seul « siphon » (mise en souterrain partielle) de 6km.
(ii) Un second scénario avec deux siphons : l'un de 6km, le second de 10km.

Réalisation d'un seul enfouissement partiel, « siphon », de 6 km

Une mise en souterrain partielle de 6km est **techniquement envisageable**. Considérant le besoin en puissance transitée, elle se composerait de 8 tricâbles 400 kV soit 48 km de liaison, **longueur équivalente à huit fois celle installée ces dix dernières années en France en 400kV**.

Sa réalisation impliquerait un **décalage du planning RTE actuel de 18 mois à 54 mois**, réparti de la manière suivante :

- + 9 mois pour étudier la solution, réaliser les inventaires écologiques et l'étude d'impact et obtenir les demandes d'autorisation permettant de la mettre en œuvre.
- +9 à +45 mois de travaux supplémentaires, dépendant de différents risques (voir ci-dessous.

A ces délais s'ajoute la période préalable nécessaire, à la main de l'Etat avec l'appui technique RTE, **pour déterminer la localisation de la portion souterraine**, en déterminant des emplacements compatibles avec la construction de postes électriques de transitions aéro-souterraines. En prenant par exemple une durée **9 mois pour cette période**, **l'apport de puissance à Fos serait reporté à mi-2031 au plus tôt (+27 mois), avec un risque de décalage à 2034 (+63 mois)**.

Réalisation d'un siphon de 6km et d'un siphon de 10km

En sus de l'enfouissement de 6km, **la réalisation d'un enfouissement partiel complémentaire de 10 km ne pourrait s'achever qu'avant fin 2033** au plus tôt, avec un risque de décalage à 2035.

Risques associés à ces solutions

La mise en œuvre d'un ou de deux siphons comporte des risques plannings spécifiques importants :

- *Liés à la maitrise du foncier par RTE [+ 2 ans] :* contrairement au projet de référence en aérien, **une extension du poste électrique de Jonquières est nécessaire** dans les deux scénarios. RTE ne possède pas le foncier associé à ce besoin si bien qu'il est **possible de devoir procéder à des expropriations**.
- *Liés aux travaux de liaison souterraine [+ 3 ans] :* en fonction de la localisation de la ou des portions souterraines, la durée des travaux souterrains pourrait être fortement rallongée. Les risques suivants peuvent intervenir :
  - Un **calendrier écologique** excluant certaines périodes de travaux
  - La nécessité de réaliser des démarches **d'archéologie préventive** dans un secteur à forte densité de vestiges archéologiques
  - Le besoin de réaliser des travaux en zone humide nécessitant des **rabattements de nappe**.
- *Liés à l'approvisionnement des matériels souterrains [+ 1 an] :* au vu de l'ampleur du chantier de liaison souterraine 400kV, huit fois supérieure à ce qui a été réalisé sur l'ensemble des 10 dernières années, les risques suivants peuvent générer des délais supplémentaires :
  - **Disponibilité insuffisante des équipes des câbliers** pour réaliser des travaux de jonctions 400kV sur les câbles souterrains dans la durée considérée.

1/12

- **Retard dans la fourniture des câbles** liés aux délais de fabrication d'un fort linéaire de câbles souterrains (140km pour le siphon de 6km ; 240km pour celui de 10km) en 400kV dans la plus forte section disponible.

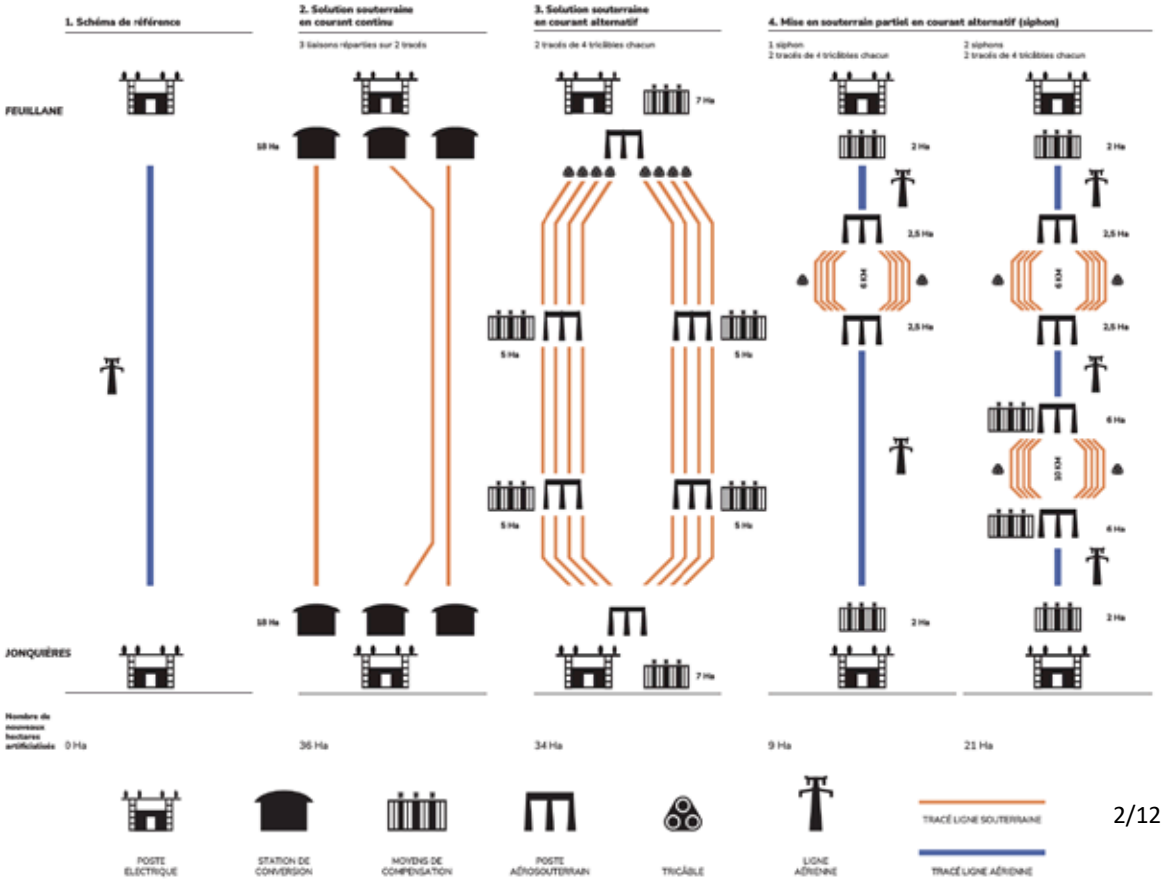
Selon la parallélisation de la réalisation de ces risques avec les phases travaux des différents scénarios, **la durée moyenne cumulée de ceux-ci est évaluée à 36mois dans le scénario à un siphon, et à 24mois dans le scénario à deux siphons**.

Synthèse coûts et délais de l'ensemble des scénarios étudiés

	Solution de référence aérienne	Souterrain courant continu	Souterrain courant alternatif	Un siphon (6 km)	Deux siphons (6km et 10km)
Mise à disposition de la capacité d'accueil à Fos	Mars 2029	2035 (au plus tôt)	2035 (au plus tôt)	Mi-2031 Risque : 2034	Fin 2033 Risque : 2035
Coût total	300M€ hors risque	3600M€ hors risque	2200M€ hors risque	460M€ hors risque	800M€ hors risque

RTE a instruit et écarté, en concertation avec l'Etat, les alternatives souterraines car elles ne permettent pas de répondre pleinement au besoin. A la demande de l'Etat, **RTE a publié une étude technique** de 72 pages (Complément d'étude sur les stratégies souterraines écartée) **exposant les raisons du choix de la technologie aérienne**, en détaillant les stratégies souterraines écartées, en courant alternatif ou continu. Ce document, remis à l'Etat en juin 2024 et rendu public le 9 septembre 2024, fait l'objet d'une tierce-expertise indépendante et contradictoire mandatée par l'Etat et dont les résultats seront portés à la connaissance du public dans le cadre du débat public territorial Fos - étang de Berre.

Le schéma ci-après présente une synthèse des conclusions de cette étude (points 1 à 3) ainsi que les compléments détaillés par la présente note (4).

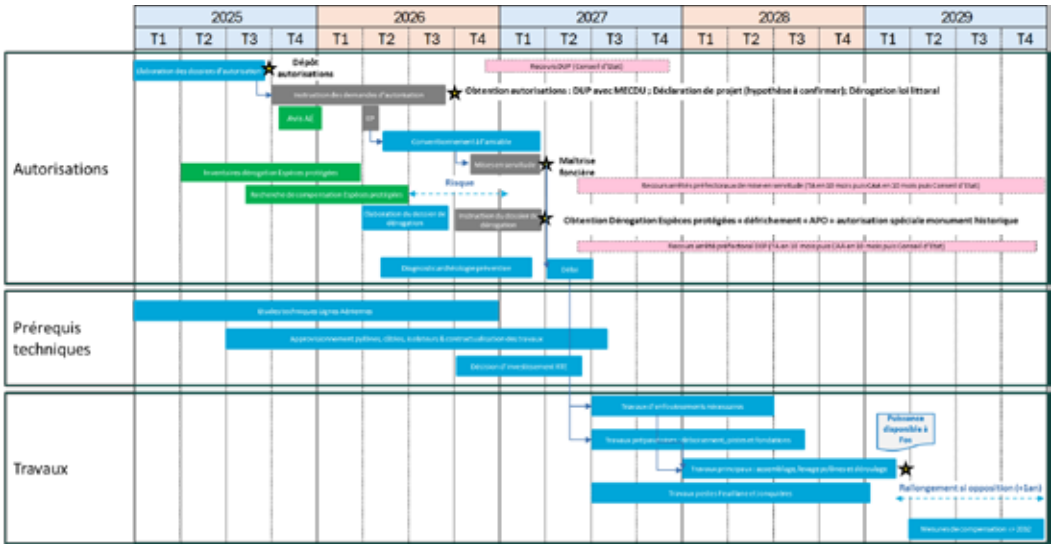


Le réseau de transport d'électricité

27/03/2025

1. Le planning de référence bâti sur la solution aérienne en totalité prévoit une mise en service en mars 2029

Ce planning est bâti sur une hypothèse de dépôt des demandes d'autorisations principales (DUP avec mise en compatibilité des documents d'urbanismes, dérogation loi littoral) fin septembre 2025.



Il repose sur l'hypothèse du lancement en amont des élections municipales de :

- la sollicitation de l'avis de l'autorité environnementale ;
- de la consultation des maires et services sur le projet.

Ce point fait l'objet de différents échanges avec le préfet de région PACA.

Le dépôt du dossier de demande de DUP est prévu fin septembre 2025. Le préfet ne sera tenu par aucun délai réglementaire pour lancer les consultations (Ae, maires et services) ni pour saisir le président du TA afin d'organiser l'enquête publique, alors même que le dossier serait complet. En revanche, si le préfet décide de saisir les instances consultatives avant les élections municipales, le public aura accès, dès leur adoption, aux avis rendus par les instances consultées. Le public pourrait également obtenir l'étude d'impact auprès du préfet.

Ce planning de référence prévoit une échéance de mise à disposition de la capacité d'accueil à Fos-sur-Mer pour mars 2029, sans prendre en compte un contexte d'opposition marquée. Les éventuels recours contre les autorisations devant le Conseil d'Etat (pour la DUP avec MECDU) et devant le TA (pour la dérogation espèces protégées ou les arrêtés de mise en servitude) ne seront pas suspensifs. On ne peut toutefois pas écarter le risque de référés suspension qui pourraient ordonner l'interruption des travaux quelques semaines après la délivrance des autorisations.

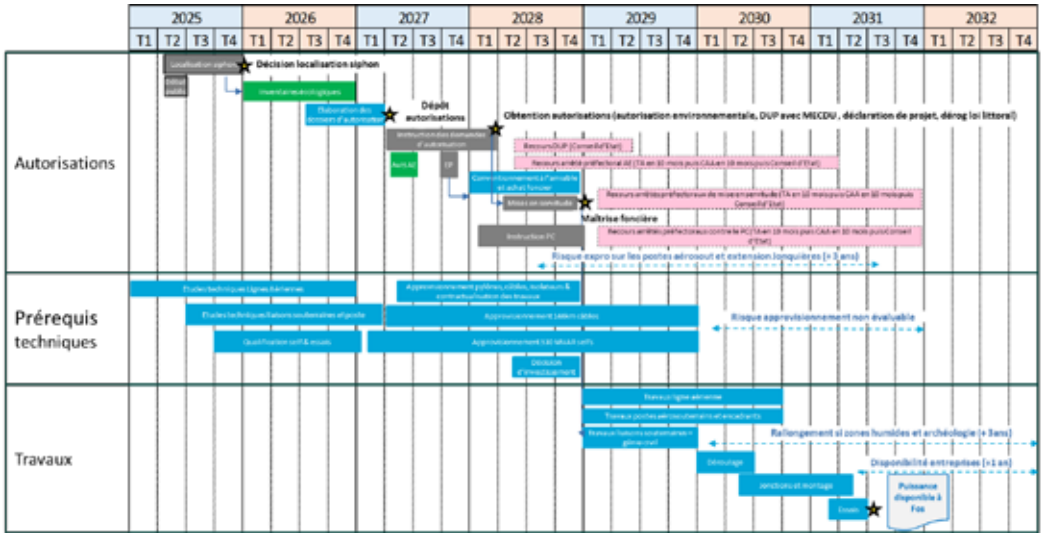
Les hypothèses de suspension des travaux en référé, voire d'une opposition physique lors de la phase travaux effective (manifestation, ZAD…), ne sont pas prises en compte dans le planning de référence.

2. Une liaison « en partie » souterraine (6km sur deux tracés distincts) pourrait être réalisée pour mi-2031 au plus tôt (+27 mois), avec un risque de décalage à 2034 (+63 mois)

Techniquement, un tronçon souterrain jusqu'à 6km pourrait être proposé en se basant sur deux cheminements de liaisons souterraines distincts.

- Nombre de câbles 400kV : 8 tri-câbles soit 24 câbles.
- Nombre de tracés : 2 tracés de 6km (1 seul tracé ne permet de réaliser que 4 km en souterrain pour des problématiques d'échauffement des câbles).
- Largeur de chacun des tracés :
  - Emprise chantier : 2 fois 19 mètres de large.
  - Emprise des liaisons[1] : plateformes de 2 fois 11 mètres de large, passant à 19 mètres de large tous les kilomètres sur 35 mètres pour les chambres de jonction.
- Surface nécessaire pour chacun des deux postes électriques de transition aéro-souterraine dans le planning) : entre 2 et 3 hectares.
- Compensation de la puissance réactive aux extrémités : installation de moyens de compensation de 265MVAR à chacun des postes d'extrémité Feuillane et Jonquières. Pour Jonquières, cette extension n'est pas prévue et nécessiterait d'acquérir 2 hectares de foncier agricole.
- Pour garantir la faisabilité ainsi que la capacité de transit, certains secteurs devraient être écartés de la portion mise en souterrain, notamment les zones humides[2], les franchissements du Rhône et du petit Rhône, la traversée des voies SNCF, des canaux bétonnés. Le fait de rester dans le FMI permettrait d'éviter de nombreuses zones à enjeu environnemental fort.

Dans le cas le plus favorable, en prenant en compte des hypothèses d'accélération mises en œuvre par l'Etat[3], une telle alternative pourrait être mise en œuvre pour mi-2031 (soit +27 mois par rapport à la solution de référence).



[1] Bandes de servitudes difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain et la plantation d'arbres à racines profondes.

[2] Sur les zones humides, hors marais et rizières où il y a besoin de rabattement de nappe, les travaux sont à réaliser en période sèche, sur une demi-année uniquement.

[3] Absence de nouvelle concertation du public ; positionnement des ouvrages dans le domaine public ; mise à disposition de foncier pour les postes de transitions aéro-souterrains ; instruction et délivrance accélérées des demandes d'autorisation

Le réseau de transport d'électricité

27/03/2025

Le dépôt des demandes d'autorisations principales (autorisation environnementale, DUP avec MECDU, déclaration de projet, dérog loi littoral) pourrait avoir lieu au mieux en 2027 selon la séquence suivante :

- [N mois évalués à 9 mois] Délai non-RTE : déterminer où commence et où se termine la portion souterraine, en déterminant des emplacements compatibles avec la construction de postes électriques de transitions aéro-souterraines.
- [15 mois] Relancer des études environnementales une fois les zones de siphons connues afin d'intégrer aux dossiers de demande d'autorisation :
    - les impacts des plateformes de liaisons souterraines, des postes électriques de transition et l'extension des postes d'extrémités ;
    - les impacts détaillés de la liaison aérienne en vue du dépôt simultanée de la dérogation espèces protégées qui sera l'une des pièces de l'autorisation environnementale unique (cf page suivante[4]).

La durée de cette séquence d'instruction, décrite en annexe 4, est de N+15 mois. Si cette séquence était initiée au 1er avril 2025, elle impliquerait un délai supplémentaire de N+9 mois par rapport au planning de référence (démarrage des travaux début 2029 vs été 2027 dans le scénario de référence).

Les travaux de liaison souterraine pourraient être réalisés en 2,5 ans à 5,5 ans :

- [12 mois sur le chemin critique[5]] Travaux de génie civil en parallèle sur les deux tracés réalisés à une cadence importante de 500m/mois, sans prendre en compte :
    - de période d'exclusion d'intervention du fait du calendrier écologique
    - de démarche d'archéologie préventive : la probabilité de rencontrer des vestiges archéologiques à proximité d'Arles est forte sur un ouvrage linéaire de grande ampleur (2*19m pour les chambres de jonction) et serait de nature à allonger le planning du projet.
    - de travaux en zone humide nécessitant des rabattements de nappe, les travaux seraient considérablement rallongés.
    - de limitation liée à la capacité des entreprises travaux disponibles.

  La prise en compte de ces risques conduirait à rallonger la durée des travaux de 36 mois.
- [5 mois sur le chemin critique] Travaux de déroulage en parallèle sur les deux tracés en prenant en compte une certaine parallélisation partielle avec la réalisation des jonctions.
- [11 mois sur le chemin critique] Travaux de réalisation des jonctions et de montage des extrémités aux postes de transition, sur la base de 56 jonctions[6] à réaliser et d'une mobilisation complète de 4 équipes des câbliers pour atteindre 1 jonction de tricâbles tous les 5 jours, le temps repère étant d'une jonction tricâbles en 3 semaines par équipe.
- [2 mois sur le chemin critique] Essais des liaisons.

La durée de cette séquence travaux est de 30 mois. Elle impliquerait un délai supplémentaire minimal de +9 mois par rapport au planning travaux de référence (travaux de 21 mois) avec un risque de délai supplémentaire de 36 mois.

En synthèse, en prenant par exemple une durée de 9 mois pour la décision de localisation du siphon, l'apport de puissance à Fos serait reporté à mi-2031 au plus tôt (+27 mois), avec un risque de décalage à 2034 (+63 mois). Le surcoût de cette alternative est estimé à 160M€, portant le coût du projet de 300M€ à 460M€, hors risques.

[4] La réalisation de liaisons souterraines et de postes de transition nécessitera de solliciter une autorisation environnementale unique au titre des seuils d'autorisation de la loi sur l'eau.
[5] Tâche non parallélisable.
[6] [8 tricâbles * (5 jonctions + 2 montages d'extrémités)]

La mise en œuvre de cette alternative pourrait présenter des risques juridiques :

- Etant donné la nature des impacts environnementaux des liaisons souterraines et des postes de transition, le projet serait soumis à une autorisation environnementale en raison de l'atteinte des seuils d'autorisation loi sur l'eau, ce qui n'est pas le cas pour la solution exclusivement aérienne (qui se situe dans les seuils de déclaration, sans nécessité de solliciter une autorisation environnementale dès le premier dépôt de la DUP). L'obtention d'une autorisation supplémentaire augmente le risque contentieux, étant précisé que l'AE sera susceptible de recours devant le TA puis susceptible d'appel devant la CAA et de cassation devant le CE et ne sera purgée de recours qu'en trois ans environ. A l'inverse la purge des recours serait plus rapide pour la DUP seule avec MECDU, car elle sera directement susceptible de recours devant le Conseil d'Etat (12 à 14 mois).
- L'application de la notion de projet, incluant les travaux en liaison souterraine et en liaison aérienne, nécessiterait de réaliser dès le premier dépôt une étude d'impact beaucoup plus précise que celle qui est généralement requise lorsqu'une DUP est déposée seule, puisque cette dernière porte sur un tracé général et non un tracé de détail. Or, en cas de dépôt simultané de la DUP et de l'AE, l'étude d'impact devra répondre, pour l'ensemble du projet, aux exigences requises pour l'obtention de l'autorisation environnementale, qui s'apparente à une autorisation de détail. Il en résulte un accroissement substantiel des délais nécessaires à la réalisation des inventaires et à la rédaction de l'étude d'impact, une fois que la localisation des siphons aura été déterminée (+ 15 mois). A l'inverse, si le planning ne permet pas une telle durée des inventaires et de la rédaction de l'étude d'impact, le risque d'insuffisance de l'étude d'impact ne peut être écarté. Ce risque pourrait toutefois être maîtrisé 1°) par l'apport de données plus précises après le dépôt (par exemple, des études écologiques de terrain), soit avant la saisine de l'AE, soit après l'avis rendu par celle-ci afin de combler certaines lacunes ou insuffisances qu'elle aurait identifiées, à condition que ces lacunes ne soient pas substantielles (dans le cas contraire, une nouvelle saisine de l'Ae s'imposerait). 2°) par l'obligation faite au juge, s'il estime ce vice d'insuffisance de l'étude d'impact régularisable, d'ordonner une mesure de régularisation et de surseoir à statuer sur la demande d'annulation.
- Ainsi qu'il a été dit, le dépôt simultané de la DUP et de l'AE nécessite de documenter de manière précise, dès le premier dépôt de l'étude d'impact, les incidences précises de la ligne aérienne et des siphons sur l'environnement ainsi que la séquence ERC des travaux, séquence qui découle de l'emplacement précis des pylônes et des siphons. De plus, le conventionnement amiable et les mises en servitude intervenant nécessairement après la DUP, puisque celle-ci est un préalable aux mises en servitude, en cas de dépôt simultané de la DUP et de l'AE, la maîtrise foncière ne sera pas assurée au moment du dépôt. Par conséquent des inventaires écologiques complémentaires devront être réalisés ultérieurement, notamment une fois que le foncier aura été sécurisé et que l'implantation précise des pylônes et des siphons sera connue. En cas d'incidences notables sur l'environnement non identifiées au stade du premier dépôt, il sera nécessaire de procéder à une actualisation de l'étude d'impact, avec saisine de l'AE, des maires et services et l'organisation d'une participation du public par voie électronique (PPVE).

Le réseau de transport d'électricité

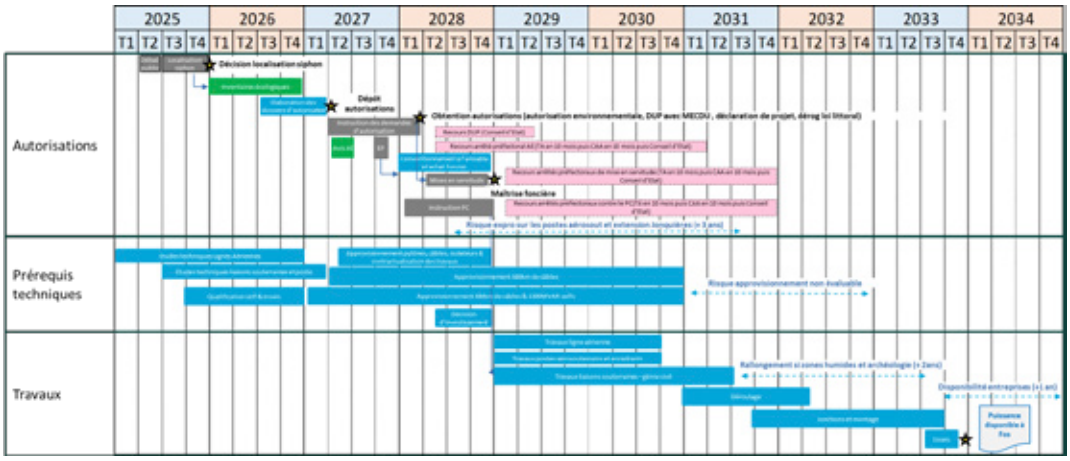
27/03/2025

3. Une liaison à deux tronçons en partie souterraine (6km et 10km) pourrait être réalisée pour fin 2033 (+56 mois), avec un risque de décalage à 2035 (+81 mois)

Techniquement, un second tronçon souterrain de 10km pourrait être proposé en se basant sur deux cheminements de liaisons souterraines distincts.

- Nombre de câbles 400kV : 8 tri-câbles, soit 24 câbles.
- Nombre de tracés : 2 tracés pour limiter le nombre de câbles.
- Largeur de chacun des tracés :
  - Emprise chantier : 2 fois 19 mètres de large.
  - Emprise des liaisons[7] : plateformes de 2 fois 11 mètres de large, passant à 19 mètres de large tous les kilomètres sur 35 mètres pour les chambres de jonction.
- Surface nécessaire de 6 hectares pour chacun des deux postes électriques de transition aéro-souterraine comportant de la compensation. [Cf rapport de septembre 2024, au-delà de 6km cumulés de siphon, il est nécessaire d'ajouter des moyens de compensation à ces postes, justifiant cette surface plus importante].
- Compensation de la puissance réactive aux extrémités et aux postes aéro-souterrains : installation de moyens de compensation supplémentaire de 1300 MVAR répartis entre les deux postes de compensation intermédiaire du siphon de 10km et les postes d'extrémité Feuillane et Jonquières. Pour Jonquières, cette extension n'est pas prévue et nécessiterait d'acquérir 2 hectares de foncier agricole.
- Pour garantir la faisabilité technique ainsi que la capacité de transit, certains secteurs devront être écartés de la portion mise en souterrain, notamment les zones humides[8], les franchissements du Rhône et du petit Rhône, la traversée des voies SNCF, des canaux bétonnés. Le fait de rester dans le FMI permet d'éviter de nombreuses zones à enjeu environnemental fort.

Dans le cas le plus favorable, en prenant en compte des hypothèses d'accélération mises en œuvre par l'Etat, une telle alternative pourrait être mise en œuvre pour fin 2033.



La séquence de sollicitation et d'obtention des autorisations est identique à celle pour le siphon de 6 km. Elle est décrite en annexe 4 et implique un délai supplémentaire de N+9 mois par rapport au planning de référence exclusivement aérien.

[7] Bandes de servitudes difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain et la plantation d'arbres à racines profondes

[8] Sur les zones humides, hors marais et rizières où il y a besoin de rabattement de nappe, les travaux sont à réaliser en période sèche, sur 1/2 année uniquement.

Les travaux pourraient être réalisés en 5 ans à 7 ans :

- [24 mois sur le chemin critique] Travaux de génie civil en parallèle sur les deux tracés et sur les deux siphons réalisés à une cadence importante de 500m/mois, sans prendre en compte :
  - de période d'exclusion d'intervention du fait du calendrier écologique
  - de démarche d'archéologie préventive : la probabilité de rencontrer des vestiges archéologiques à proximité d'Arles est forte sur un ouvrage linéaire de grande ampleur (2*19m pour les chambres de jonction) et serait de nature à allonger le planning du projet.
  - de travaux en zone humide nécessitant des rabattements de nappe, les travaux seraient considérablement rallongés.
  - de limitation liée à la capacité des entreprises travaux.

  La prise en compte de ces risques conduirait à rallonger la durée des travaux de plus 24 mois. L'écart par rapport aux risques de 36 mois pris dans le cas d'un seul siphon est lié au fait qu'il est davantage envisageable dans ce cas de paralléliser les travaux en cas de survenance d'un risque étant donné le linéaire plus important.
- [9 mois sur le chemin critique] Travaux de déroulage en parallèle sur les deux tracés en prenant en compte une certaine parallélisation partielle avec la réalisation des jonctions et la fin du génie civil.
- [24 mois sur le chemin critique] Travaux de réalisation des jonctions et de montage des extrémités aux postes de transition, sur la base de 144 jonctions[9] à réaliser et d'une mobilisation complète de 4 équipes des câbliers pour atteindre 1 jonction de tricâbles tous les 5 jours, le temps repère étant d'une jonction tricâbles en 3 semaines par équipe.
- [2 mois sur le chemin critique] Essais des liaisons.

La durée de cette séquence travaux est de 59 mois. Elle impliquerait un délai supplémentaire de +38 mois par rapport au planning de référence exclusivement aérien (travaux de 21 mois) avec un risque de délai supplémentaire de 24 mois.

En synthèse, en prenant par exemple une durée de 9 mois pour la décision de localisation du siphon, l'apport de puissance à Fos serait reporté à fin 2033 au plus tôt (+56 mois), avec un risque de décalage à 2036 (+81 mois). Le surcoût de cette alternative est estimé à 500M€, portant le coût du projet de 300M€ à 800M€, hors risque.

Concernant les délais d'approvisionnement de 380km de câbles souterrains 400kV 2500mm² cuivre optimisé (8 tricâbles * 3 câbles * (6 + 10 km)), des réserves encore plus importantes s'appliquent à la capacité à approvisionner cette longueur sans rallonger le planning.

4. Conclusion

A la suite de la validation du Fuseau de Moindre Impact fin septembre 2024, RTE a lancé la préparation des dossiers de demande d'autorisation associés. Les inventaires écologiques engagés en anticipation sont finalisés et l'élaboration de l'étude d'impact est en cours.

La mise en place d'un enfouissement partiel de 6 km, composé de 8 tricâbles, est techniquement envisageable. Sa réalisation impliquerait un décalage du calendrier d'augmentation de la capacité d'accueil à Fos de 2 à 5 ans. Le surcoût associé serait de l'ordre de 160M€.

[9] 8 tricâbles * (5 jonctions pour le siphon 1 + 9 jonctions pour le siphon 2 + 2 montages d'extrémités pour le siphon 1 + 2 montages d'extrémités pour le siphon 2)

Le réseau de transport d'électricité

27/03/2025

La mise en place de deux siphons de 6 et 10km impliquerait un décalage du calendrier d'augmentation de la capacité d'accueil à Fos de 4 à 6 ans en fonction des risques examinés ci-avant. Le surcoût associé serait de l'ordre de 500M€ hors risque.

Pour mémoire, en l'absence de la ligne Feuillane-Jonquières, et même après le passage en 400kV de la ligne Feuillane Ponteau Realtor (travaux déjà engagés), la capacité d'accueil régionale est limitée à 1200MW, en intégrant la nécessité d'utiliser les Cycles Combinés Gaz à puissance maximale à certaines périodes. Le projet portera cette capacité d'accueil à 3700MW.

En outre, l'orientation stratégique retenu par RTE dans son plan d'investissement 2040 publié le 13 février dernier privilégie systématiquement les solutions aériennes pour la très haute tension (400kV) afin de limiter les coûts réseaux ayant vocation à être supportés par le consommateur final.

Annexe 1 : un besoin de capacité de transit de 4 400MW à l'horizon 2030 (cf « Complément d'étude sur les stratégies souterraines écartée »)

En tenant compte des besoins liés aux projets évoqués en 1.1, **l'augmentation de consommation projetée sur la zone est de l'ordre de 6000 MW**. Si le réseau devait accueillir une consommation supplémentaire de 6 000 MW soutirée 24h/24 tout au long de l'année, cela reviendrait à environ **doubler la consommation d'énergie de la région Provence – Alpes - Côte d'Azur**.

À ce stade, **RTE a ainsi choisi de dimensionner le réseau dans des proportions plus modestes**, en considérant qu'une partie des demandes de raccordement identifiées ne se réalisera pas à l'horizon 2030, et comptant sur un potentiel de flexibilité apporté par les consommateurs comme par les producteurs. Ainsi, l'ouvrage nécessaire à créer doit permettre, en complément des renforcements du réseau existant déjà prévus par ailleurs, d'augmenter d'ici 2030 la capacité d'accueil de consommation industrielle « non flexible » sur la ZIP de Fos-sur-Mer d'au moins 3 000 MW auxquels s'ajoutent 1 900 MW avec flexibilités, tout en accompagnant une croissance de la consommation d'environ 700 MW sur l'ensemble de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur dans les 10 à 15 ans à venir, quel que soit l'avenir du mix électrique régional.

Une **partie de cette augmentation de consommation est couverte par les renforcements de réseau déjà en cours**, mais cette dernière ne peut pas être suffisante.

D'un autre côté, dans une optique de décarbonation et dans un contexte de souveraineté énergétique, **le mix énergétique doit permettre une alimentation sécurisée** de la région sans avoir recours à la production carbonée.

L'ensemble de ces trois inducteurs conduit à dimensionner le nouvel axe sur un **besoin en capacité de transport de 4 400 MW**. RTE a étudié l'ensemble des solutions de développement du réseau et pour des raisons à la fois de délais de réalisation mais aussi technico-économiques, **seule la technologie aérienne en courant alternatif est adaptée aux enjeux** d'alimentation des projets des clients industriels prévus en 2029 et 2030 et de sécurisation de l'alimentation électrique de la région dans un contexte de doublement de sa consommation électrique.

Le projet consiste donc en la création d'une ligne électrique à 400 000 volts à double circuit de très forte capacité, d'environ 65 kilomètres de long.

Annexe 2 : La mise en souterrain complète de la ligne en courant alternatif a été écartée pour des raisons de délais, de coût et d'emprise foncière.

Pour des raisons techniques qui ne sont pas dépassables aujourd'hui, les lignes électriques souterraines en 400 000 volts en courant alternatif ne sont pas adaptées au transport d'importantes quantités d'électricité sur de grandes distances.

En effet, plus les lignes souterraines en courant alternatif sont longues, plus la quantité d'électricité qu'elles peuvent acheminer diminue. Il est alors nécessaire d'introduire, à plusieurs endroits sur le tracé, des postes électriques - appelés « postes de compensation » - dotés d'une technologie spécifique permettant de préserver la capacité de transport d'électricité de la ligne. La distance entre ces postes ne peut pas excéder 25 kilomètres.

La construction de ces postes électriques spécifiques induirait des chantiers supplémentaires, avec des conséquences liées au transport des matériaux (circulation de camions avec un impact sur le trafic routier et le voisinage) ainsi qu'une occupation totale des sols beaucoup plus importante (au total 34 hectares).

Ces chantiers et cette occupation du sol plus importante auraient une incidence accrue sur le milieu naturel (artificialisation des sols ayant un impact sur leur caractère agricole, naturel ou forestier, sur la faune et la flore et sur les eaux), sur le paysage, sur la circulation et sur l'activité agricole (dégâts aux cultures occasionnés sur l'ensemble de l'emprise chantier).

En outre, l'implantation de lignes souterraines impliquerait, sur la totalité du tracé de la ligne (65 kilomètres), une bande de servitude d'une largeur d'environ 20 à 30 mètres. C'est-à-dire des zones difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain ou encore la plantation d'arbres à racines profondes.

Au regard de l'ampleur d'un tel chantier, une mise en service avant 2035 ne serait pas envisageable et ne permettrait pas de répondre aux besoins en électricité du territoire.

Enfin, la construction d'une telle liaison aurait un coût 7 à 11 fois supérieur à celui d'une ligne électrique aérienne en courant alternatif. RTE est une entreprise régulée, chargée d'une mission de service public, dont les projets sont financés par le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), payé par l'ensemble des consommateurs d'électricité (particuliers, commerces, entreprises, collectivités territoriales). A ce titre, RTE doit proposer la meilleure solution d'un point de vue technico-économique.

Ces différentes raisons expliquent que les stratégies de mise en souterrain totale d'une ligne en courant alternatif ne constituent pas un choix pertinent pour répondre à l'augmentation des besoins en électricité du territoire.

Annexe 3 : La mise en souterrain de la ligne en courant continu a été écartée pour des raisons de délais, de coût et d'emprise foncière.

La technologie du courant continu est la seule option technique pour transporter de l'électricité en grande quantité dans des câbles souterrains ou sous-marins sur des grandes distances, sans avoir besoin de postes électriques spécifiques supplémentaires sur le tracé de la liaison.

Pour qu'elle soit connectée au réseau de transport d'électricité, une ligne en courant continu a besoin de deux stations de conversion situées à chacune de ses extrémités. Elles convertissent le courant alternatif en continu et inversement.

Les besoins d'électrification du territoire nécessiteraient la création de trois liaisons à courant continu en parallèle. Deux stations de conversion de 6 hectares devraient également être construites à chaque extrémité des trois lignes (au total 36 hectares soit l'équivalent d'environ 50 terrains de football).

Les études préalables d'insertion des ouvrages sur le territoire, très complexes et donc particulièrement longues, ainsi que les difficultés liées à l'approvisionnement des matériaux sur le marché ne permettent pas de mettre à disposition le projet dans les délais attendus. Une mise en service avant l'horizon 2035 ne paraît pas envisageable.

En outre, comme pour l'option de la ligne souterraine en courant alternatif, cette occupation du sol et ces chantiers ont de forts impacts sur le milieu naturel, la circulation, le cadre de vie et l'activité agricole.

De même, ces lignes souterraines nécessiteraient la création de bandes de servitude, sur une longueur de 65 kilomètres et une largeur d'environ 15 à 20 mètres en cumulé, difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain ou encore la plantation d'arbres à racines profondes.

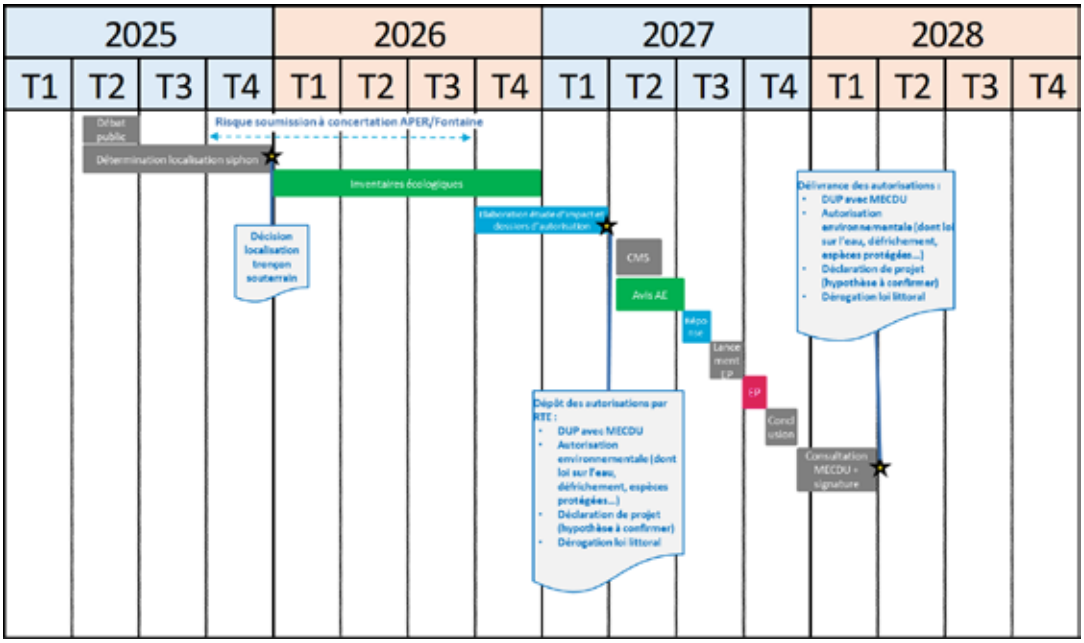
Par ailleurs, le coût associé à l'option ligne souterraine en courant continu est plus de 12 fois supérieur au coût de la solution mise en concertation. Comme indiqué dans l'option de mise en souterrain en courant alternatif, en

tant qu'entreprise régulée chargée d'une mission de service public, RTE doit proposer la meilleure solution d'un point de vue technico-économique.

Enfin, sa mise en œuvre dans le cadre du projet est plus risquée que la solution mise en concertation par RTE. En effet le projet doit permettre d'alimenter durablement et **avec le meilleur niveau de service possible** une zone industrielle comportant de **nombreux process sensibles** et de sécuriser l'alimentation du territoire dans un contexte de doublement de la consommation.

Ces différentes raisons expliquent pourquoi la mise en souterrain d'une ligne en courant continu ne constitue pas un choix pertinent pour répondre au besoin d'électrification du territoire.

Annexe 4 : Mise en œuvre d'un siphon - séquence des demandes d'autorisations principales (autorisation environnementale, DUP avec MECDU, déclaration de projet, dérogation loi littoral)



08/04/2025

Ligne électrique aérienne 400 000 Volts entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent

Analyse de la stratégie Stop THT

Le présent document vise à apprécier la capacité de la stratégie proposée par le collectif Stop THT 13/30 à répondre aux enjeux de la décarbonation et réindustrialisation de Fos et de la sécurisation énergétique de la PACA.

1. Stratégie alternative proposée par le collectif Stop THT 13/30

En réponse à la solution mise en œuvre par RTE de création d'une ligne aérienne à très haute tension (THT) entre Jonquières-Saint-Vincent et Fos-sur-Mer, le collectif Stop THT a élaboré une proposition alternative. Cette proposition s'articule autour des deux étapes, permettant chacune d'amener 2GW à Fos-sur-Mer.

La première étape consiste à créer une liaison souterraine en courant continu à 525kV entre Jonquières-Saint-Vincent et Fos-sur-Mer, d'une capacité de 2GW.

La deuxième étape consiste à « hybrider » le raccordement du futur parc éolien en mer du golfe du Lion centre de façon à ce qu'il permette non seulement de ramener l'énergie produite par ce parc à Fos-sur-Mer, mais de faire le lien avec le poste électrique de la Gaudière dans l'Aude en Occitanie. Elle s'appuie sur le projet envisagé par RTE en 2013 appelé "Midi Provence" qui prévoyait une liaison sous-marine entre la région de Narbonne et Fos-sur-Mer.



En termes d'ouvrages à construire, elle repose sur :

- En étape 1 : 2 stations de conversion 525kV (S1 et S2) ; 54km de liaison souterraine pour l'étape 1
- En étape 2 : 2 stations de conversion 525kV (S3 et S4) ; 1 poste en mer 525kV ; 56km de liaison souterraine côté Aude et 27km côté Bouches du Rhône; 170 km de liaison 525kV HVDC sous-marine.

Le collectif Stop THT 13/30 met en avant les arguments suivants pour conclure que sa stratégie est préférable par rapport à celle en aérien mise en œuvre par RTE :

Argument 1 :	Le planning Stop THT serait compatible avec les échéances des industriels : 2030 pour l'étape 1 (Jonquières – Fos-sur-Mer) & 2032 pour l'étape 2 (Midi Provence hybridée).
Argument 2 :	La stratégie permettrait d'apporter 4 gigawatts à Fos d'ici 2032 en plus du renforcement Roquerousse qui lui-même va apporter 1,2 gigawatts.
Argument 3 :	Elle présenterait un surcoût limité à 600M€ par rapport à la stratégie RTE.
Argument 4 :	Elle proposerait une meilleure résilience car ne s'appuie pas uniquement sur le poste électrique de Tavel pour l'alimentation de la PACA.
Argument 5 :	Elle permettrait de faire accepter le projet par les populations, car il est 100 % souterrain.

2. Analyse des cinq arguments de Stop THT

Argument 1 : Le planning Stop THT serait compatible avec les échéances des industriels : 2030 pour l'étape 1 (Jonquières – Fos-sur-Mer) & 2032 pour l'étape 2 (Midi Provence hybridée).

L'argument Stop THT sur le délai de mise en œuvre de sa stratégie repose sur le raisonnement suivant :

1. Etant consensuelle, l'étape 1 (Jonquières – Fos-sur-Mer) pourrait faire l'objet d'une demande d'autorisations dès fin 2025, pour des autorisations délivrées en 2026 et une mise en service en 2030 à l'issue de 4 ans de travaux.
2. Ayant déjà été étudiée par RTE pour le projet Midi Provence, l'étape 2 (Midi Provence hybridée) pourrait faire l'objet d'une demande d'autorisations dès fin 2026, pour des autorisations délivrées en 2027 et une mise en service en 2031-2032 à l'issue de 4-5 ans de travaux.

Cet argument repose sur les hypothèses irréalistes suivantes :

1. **Des inventaires écologiques 4 saisons (durée d'un an incompressible) déjà réalisés pour l'étude d'impact et la dérogation "espèces protégées".**
2. **Une identification et une acquisition du foncier avant le début des travaux (fin 2026) pour la création de 4 stations de conversion pour un total de 24 hectares.**
3. **Une absence de délai pour les études techniques et l'approvisionnement des 4 stations de conversion, du poste en mer et des 3*300km de câbles.**
4. **Une réalisation des travaux en 4-5 ans pour l'étape 2.**

CONFIDENTIEL - SGAR PACA

La première hypothèse est irréaliste car, d'une part il conviendrait de s'assurer que le tracé envisagé convient à l'ensemble des parties prenantes et permet d'éviter les principaux enjeux environnementaux, d'autre part la réalisation des inventaires écologiques est une condition requise pour élaborer les dossiers de demandes d'autorisation. Aucun inventaire écologique n'a notamment été diligenté sur la partie sous-fluviale. Enfin, la mise en œuvre de cette stratégie nécessiterait de manière certaine la sollicitation d'une autorisation environnementale, ce qui n'est pas le cas pour la solution mise en œuvre par RTE.

La deuxième hypothèse est irréaliste car on peut estimer que la maîtrise foncière de l'étape 1 prendrait entre 2 et 4 ans, retardant d'autant le lancement des travaux :

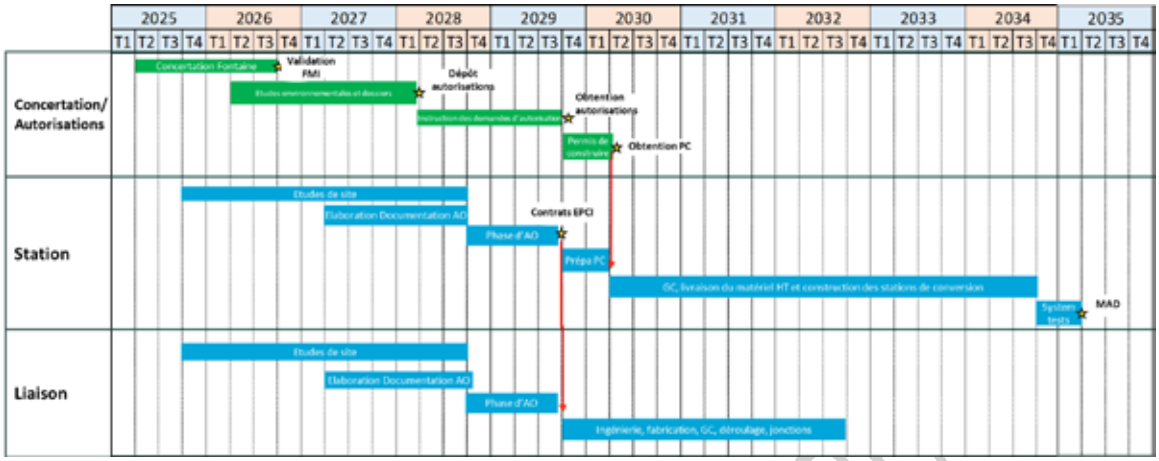
- les besoins fonciers sont très importants dans le scénario Stop THT : 6 hectares à Jonquières, 6 hectares à la Gaudière, 12 hectares à Fos-sur-Mer. A ces besoins fonciers s'ajoutent les besoins pour des terrains de compensation, avec une demande de l'Etat d'un ratio de 2ha de compensation pour tout hectare de zone humide artificialisé à Fos. Cela porterait le besoin à 36 hectares à Fos-sur-Mer.
- Le cahier des charges applicable à la localisation et à la nature des terrains est exigeant pour les stations de conversion.
- la faisabilité de procéder à l'acquisition du foncier à Jonquières n'a pas été instruite, si bien qu'une procédure longue d'expropriation n'est pas à exclure. Celle-ci nécessiterait a minima 18 mois de délai, une fois la DUP obtenue.

La troisième hypothèse est irréaliste car RTE n'a jamais commandé de matériels 525kV en France. Des consultations avec les quelques fournisseurs aptes à fabriquer et installer ce type de matériels ont lieu dans le cadre des raccordements des futurs parcs éoliens offshore de la PPE3 (AO10) et laissent entrevoir des délais d'études et d'approvisionnement importants, dans un contexte de demande mondiale forte notamment pour les raccordements d'éoliennes en mer. La capacité industrielle actuelle, que ce soit pour fabriquer des câbles ou des stations, est insuffisante et se traduit par des délais importants d'approvisionnement. Il faut compter de l'ordre de 4 à 5 ans avec les travaux.

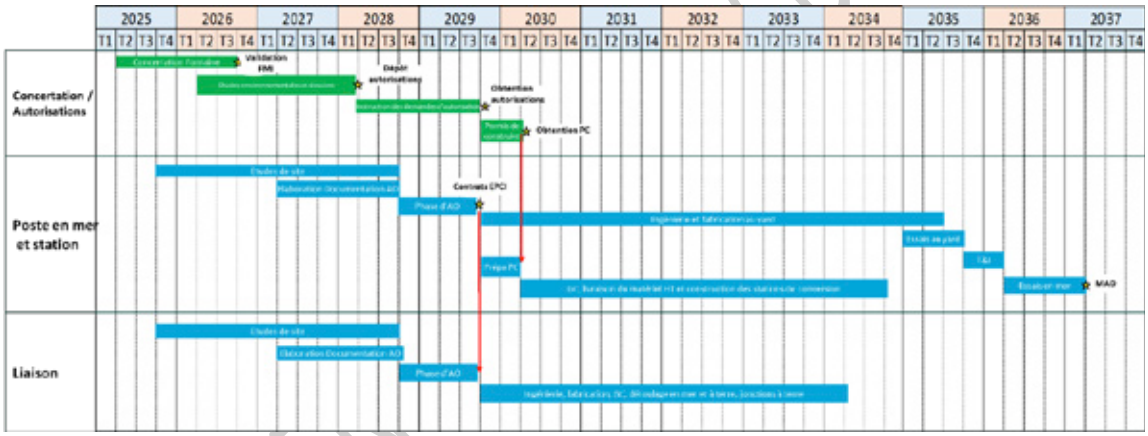
La quatrième hypothèse est irréaliste car la réalisation d'une liaison Midi Provence avec raccordement du futur parc éolien en mer du golfe du Lion centre, nécessiterait la création d'un poste en mer rallongeant le planning de 2 ans ainsi que 170km de liaisons sous-marines.

Des hypothèses réalistes conduisent à un délai de 10 ans (2035) pour l'étape 1.

CONFIDENTIEL SGAR / DREAL



Des hypothèses réalistes conduisent à un délai de 12 ans (2037) pour l'étape 2.



Argument 2 : la stratégie permettrait d'apporter d'ici 2032 4 gigawatts à Fos en plus du renforcement Roquerousse qui lui-même va apporter 1,2 gigawatts.

L'argument Stop THT sur la capacité d'accueil développée à Fos repose sur le raisonnement suivant :

- A l'issue du renforcement du réseau existant au niveau de Roquerousse, la capacité d'accueil sera de 1,2GW.
- La réalisation de la première étape HVDC 2GW entre Jonquières et Fos en 2030 permet de passer à 3,2GW.
- La réalisation de la deuxième étape HVDC 2GW entre la Gaudière (Aude) et Fos en 2032 permet de passer à 5,2GW.

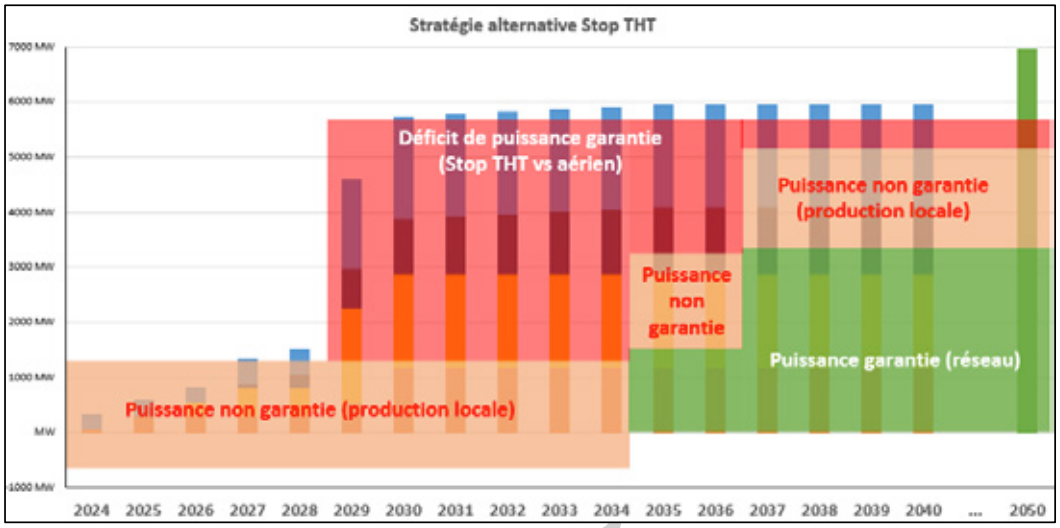
Il repose sur une hypothèse centrale : la disponibilité totale et dans la durée des 4 Cycles combinés Gaz de Fos. Celle-ci explique une surévaluation de la capacité d'accueil de 1,9GW. Une fois cette hypothèse retraitée, on peut considérer que :

- **La réalisation de la première étape HVDC 2GW entre Jonquières et Fos permet de passer à 1,3GW à 2035.**

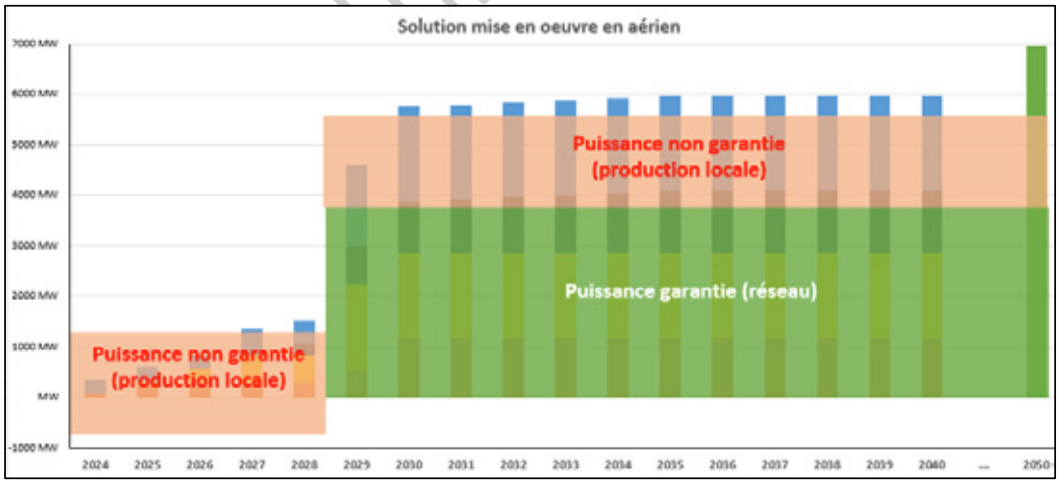
08/04/2025

- **La réalisation de la deuxième étape HVDC 2GW entre la Gaudière (Aude) et Fos permet de passer à 3,3GW en 2037.**

La stratégie Stop THT présente donc un déficit important de puissance garantie tant vis-à-vis de la solution aérienne que du besoin, en se basant sur les données contractualisées par RTE et qui pourront faire l'objet d'une mise à jour à la suite de l'exercice de re-prévision menée par l'Etat et qui sera présenté le 20 mai à Saint-Martin-de-Crau :



La solution aérienne permet de garantir une puissance répondant au besoin des industriels dans une temporalité compatible avec leurs projets.



En effet, contrairement à RTE, Stop THT fait l'hypothèse que les quatre cycles combinés gaz seront tous disponibles en tout temps jusqu'à l'horizon 2037 (réalisation de l'étape 2).

Cette hypothèse, non explicitée par Stop THT, est irréaliste, risquée et contradictoire.

5/11

Elle est irréaliste car les quatre centrales ont été mises en service respectivement en 2009 (Cycofos), 2010 (Combigolfe) et 2012 (deux groupes à Martigues-Ponteau) et que la durée de vie des centrales à cycle combiné à gaz est communément estimée à 20 à 30 ans, au regard en particulier des phénomènes de vieillissement de la turbine à gaz.

Elle est irréaliste car les quatre centrales ne sont quasiment jamais toutes disponibles en raison des indisponibilités fortuites et programmées à prendre en compte.

Cette hypothèse (3,2GW de consommation supplémentaire, en comptant sur les CCG) est risquée car elle conduit lors de l'étape 1 à prendre un risque sur la totalité de la période estivale de délestage profond en cas d'incendie conduisant à l'indisponibilité des lignes 400kV Réaltor-Roquerousse.

Elle prolonge la dépendance énergétique dans une période de tensions géopolitiques et économiques sur l'approvisionnement du gaz. Elle fait reposer la continuité d'alimentation de la PACA sur la décision d'acteurs de marché dont les choix sont d'ordre économiques et non guidés par le respect d'obligations de service public, contrairement au réseau.

Elle est contradictoire avec l'objet de la décarbonation : alimenter la décarbonation des industries par une énergie carbonée. En effet, la fabrication de l'hydrogène par électrolyse serait alors plus polluante que la fabrication de l'hydrogène gris. Ainsi, la production d'hydrogène par vapocraquage de méthane émet environ 10 tEq_{CO2} par tonne d'hydrogène produit. Via l'électrolyse, il faut environ 65 MWh d'électricité pour produire une tonne d'hydrogène. Si cette électricité est produite à partir de gaz naturel, les émissions de CO2 seront de l'ordre de 28 tEq_{CO2}. Il apparaît donc peu pertinent de chercher à approvisionner des électrolyseurs avec de l'électricité produite à partir de gaz naturel.

En synthèse, la proposition Stop THT repose sur des hypothèses trop fragiles en matière de puissance apportée au territoire. Elle suppose que les quatre centrales à gaz de Fos seront disponibles en permanence jusqu'en 2037. C'est irréaliste. Ces centrales sont anciennes. Elles sont souvent arrêtées, pour maintenance ou incidents. Cette surestimation fausse leur calcul. Stop THT promet 3,2 GW avec sa première étape. En réalité, ce serait 1,3 GW. Soit presque trois fois moins que la solution RTE.

CONFIDENTIEL SGAR / DREAL

Argument 3 : la stratégie Stop THT présenterait un surcoût limité à 600M€ par rapport à la stratégie RTE.

L'argument Stop THT sur le surcoût limité de sa stratégie par rapport à la solution mise en œuvre par RTE sur le raisonnement suivant :

1. Le coût de la solution mise en œuvre par RTE est sous-estimé, notamment sur le volet indemnisations. Il convient de retenir un coût de 600M€ et non de 300M€.
2. Le coût de l'étape 1 (Jonquières – Fos-sur-Mer) est de 1200M€.
3. Le coût de l'étape 2 (Midi Provence avec raccordement d'un parc éolien en mer) ne doit pas être prise en compte puisqu'il correspond à un coût que RTE a déjà prévu d'engager.

08/04/2025

Cet argument repose sur les hypothèses fausses suivantes :

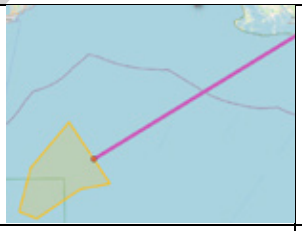
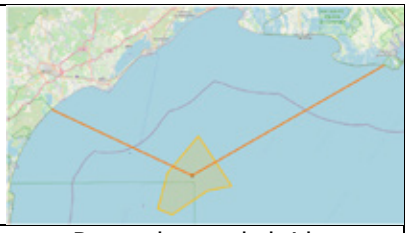
1. **RTE sous-estime largement le coût du projet en aérien.**
2. **Pour l'étape 1, deux stations de conversion 525kV et 54km de liaisons peuvent être mis en œuvre pour 1200M€.**
3. **Pour l'étape 2, RTE a prévu de faire une liaison de raccordement des éoliennes en mer de golfe du Lion et de faire un double atterrage côté Aude et côté Bouches du Rhône.**

L'argument 1 est faux car l'estimation RTE est bâtie sur des éléments solides, prenant en compte les prix négociés avec les entreprises travaux et les fournisseurs de matériel ainsi que les mesures d'accompagnement qu'il s'est engagé à mettre en œuvre durant la concertation. RTE développe le réseau aérien 400kV à de multiples endroits en France, notamment au Havre et à Dunkerque et bénéficie de retour d'expérience concernant le coût de tels projets.

L'argument 2 de Stop THT n'est pas étayé. Lors de la publication de l'étude sur les solutions écartées en juillet 2024, RTE avait transmis l'ensemble de ses hypothèses permettant d'estimer un coût de 1600M€ pour une liaison HVDC 525kV entre Jonquières et Fos. Depuis, des consultations ont été démarrées avec les fournisseurs de station de conversion 525kV pour les projets de raccordement d'éoliennes offshore. Elles permettent d'ores et déjà d'être catégoriques sur le fait que le coût pris en compte par Stop THT ne permet pas d'approvisionner et de construire deux stations de conversion 525kV. L'estimation du coût de l'étape 1 est de 2000 M€.

Le surcoût de la stratégie Stop THT pour l'étape 1 est donc de 1700 M€.

L'argument 3 de Stop THT est faux à deux titres. Le premier est que, dans l'attente de la PPE3, RTE n'a pas encore pris de décision de lancement du raccordement du futur parc de Golfe de Lion centre. Le deuxième c'est que pour raccorder le parc éolien en mer golfe du Lion centre, l'option privilégiée par RTE à l'heure actuelle est un raccordement radial des éoliennes (parc éolien en mer => poste à terre), comme pour l'ensemble des projets de 2 GW de l'AO10 (FGL1, FGL2, BNO), et non un raccordement hybride (poste à terre => parc éolien en mer => poste à terre).

		
Raccordement radial sur Occitanie	Raccordement radial sur PACA	Raccordement hybride

Il y a donc bien un surcoût à la solution proposée par Stop THT, en premier lieu du fait du besoin d'une station de conversion supplémentaire et d'une longueur de liaison supplémentaire correspondant à la « branche » non nécessaire dans le cadre d'un raccordement radial.

Le surcoût de la stratégie Stop THT pour l'étape 2 est de 1900 M€.

7/11

Pour l'ensemble de ces raisons, le surcoût de la stratégie Stop THT s'élève non pas à 600M€ mais à 3200 - 3600M€ :

	Solution RTE	Stratégie Stop THT	Surcoût
Etape 1 : lien FJ	300M€ (Permettant de raccorder 3700MW de nouvelle consommation)	1600 - 2000M€ (Permettant de raccorder 1300MW de nouvelle consommation)	1300 - 1700M€
Etape 2 : raccordement ou hybridation de GLc	4200M€	6100M€	1900M€
Total	4500M€	7700 - 8100M€	3200 - 3600M€

CONFIDENTIEL - SGAR / DREAL

08/04/2025

Argument 4 : Elle proposerait une meilleure résilience car elle se passe de Tavel

L'argument Stop THT sur la meilleure résilience de sa stratégie par rapport à la solution mise en œuvre par RTE suit le raisonnement suivant :

1. Lors de la concertation du projet « Midi Provence » en 2013, RTE a mis en avant le fait que « Le raccordement au poste 400 kV de Tavel comporte de nombreux inconvénients, tels que la concentration des ouvrages en un seul et même lieu, ce qui ne permet pas d'atteindre un haut niveau de sécurité d'alimentation … ». En faisant le choix d'une solution qui repose une nouvelle fois sur une alimentation via Tavel, RTE aggrave le mode commun de l'alimentation électrique de la région.
2. La stratégie Stop THT permet de faire reposer l'alimentation de la PACA sur une nouvelle source : la Gaudière, située dans l'Aude.

Cet argument est inexact car RTE est soumis à des prescriptions vis-à-vis de la sûreté du système électrique et de la redondance des installations stratégiques, dont Tavel fait partie. A ce titre, il est sécurisé de la même manière que les postes électriques les plus sensibles en France (alimentation de Paris, des centres industriels et évacuation de centrales nucléaires) : les matériels sont redondés (sextuplés dans certains cas) ce qui permet de faire face à la plupart des aléas.

RTE a amélioré la résilience du poste à des aléas externes et a mis en place un plan de continuité d'activité pour s'assurer qu'un incident généralisé au poste de Tavel serait maîtrisé très rapidement. Pour des raisons liées à la confidentialité qui relèvent de la défense nationale, RTE ne peut dévoiler les mesures mises en œuvre pour sécuriser le poste électrique de Tavel.

En cas d'avarie matériel, la reprise de service d'une solution HVDC se fait dans des délais bien supérieurs dans la mesure où le diagnostic et la réparation d'une station de conversion est bien plus complexe.

Par ailleurs, la technologie HVDC est plus complexe dans sa conception et son exploitation et nécessite une maintenance plus importante, induisant une indisponibilité bien supérieure à celle d'une ligne aérienne en HVAC.

Argument 5 : la stratégie Stop THT permettrait de faire accepter le projet par les populations, car il est 100 % souterrain.

L'argument Stop THT sur l'acceptabilité de sa solution par rapport à la solution mise en œuvre par RTE repose sur le raisonnement suivant :

1. Le collectif STOP THT étant composé de citoyens locaux et d'associations environnementales, il représente les populations, qui accepteront donc forcément la solution proposée
2. La liaison Midi Provence n'est pas un sujet car déjà acceptée

Cet argument repose sur les hypothèses fausses et incertaines suivantes :

1. Le Collectif STOP THT représente l'ensemble des parties prenantes et est nécessaire et suffisant
2. La liaison Midi Provence n'est pas un sujet car la concertation a déjà été faite en 2013
3. La création d'une liaison HVDC entre Jonquières et Fos est considérée sans impact
4. Les populations accepteront sans opposition la création de liaisons HVDC

CONFIDENTIEL - STAR / BREAL

L'hypothèse 1 est incorrecte. Il est essentiel et légitime que toute proposition, même émanant d'un collectif quel qu'il soit, soit soumise à concertation publique. La concertation permet de garantir que toutes les parties prenantes, y compris les résidents, les autorités locales, les experts environnementaux et les autres groupes concernés, puissent exprimer leurs opinions et préoccupations, qui peuvent être différentes de celles du collectif. En outre, la liaison vers La Gaudière proposée par STOP THT devrait cheminer en Occitanie sur environ 60 kms en terrestre en plus de sa partie maritime et le collectif n'est à priori pas présent et encore moins représentatif de ce territoire, ni des parties prenantes maritimes.

L'hypothèse 2 est fausse. La concertation réalisée sur Midi Provence en 2013 ne peut se substituer à une nouvelle concertation. En plus de 10 ans, le territoire a changé et les fuseaux envisagés à l'époque ne pourraient plus l'être aujourd'hui. A titre d'exemple, l'atterrage envisagé pour Midi Provence sera utilisé pour le raccordement de l'AO6/AO9 Narbonnaise, ainsi qu'une partie du tracé terrestre. Ceci implique donc une nouvelle recherche, de nouvelles études et donc de la concertation.
En outre, le contexte socio-économique et environnemental a lui aussi évolué depuis 2013. Les préoccupations des populations locales, les priorités environnementales, les dynamiques économiques et l'habitat peuvent avoir changé, nécessitant une réévaluation des impacts du projet et un requestionnement des populations.

L'hypothèse 3 est fausse. La création d'une liaison souterraine et à ses extrémités de deux stations de conversion génère inévitablement des impacts environnementaux. Ces projets font systématiquement l'objet d'une autorisation environnementale nécessitant une étude d'impact et bien souvent une autorisation loi sur l'eau, une évaluation Natura 2000, une dérogation dite « Espèces Protégées », sans parler du milieu marin...

L'hypothèse 4 est incertaine. A titre d'exemple, les projets de liaisons HVDC suivants ont été largement contestés par les populations locales :

- **SuedLink en Allemagne** : Ce projet vise à transporter l'électricité produite par les éoliennes du nord de l'Allemagne vers le sud du pays. Il a rencontré une forte opposition en raison des préoccupations environnementales et des impacts sur les paysages locaux. Les résidents ont également exprimé des inquiétudes concernant les perturbations pendant la construction et les effets potentiels sur la santé
- **NordLink** : Ce projet de liaison HVDC entre l'Allemagne et la Norvège a également suscité des controverses. Les préoccupations portaient principalement sur les impacts environnementaux, notamment sur les écosystèmes marins, ainsi que sur les perturbations locales pendant la phase de construction.
- **Projet Golfe de Gascogne** : Ce projet de liaison HVDC entre la France et l'Espagne rencontre des résistances localisées 27 km sur 127 km de LST, même après concertation. Les oppositions locales contestent le service rendu et mettent en avant les impacts environnementaux, les effets sur les paysages et les écosystèmes, ainsi qu'un effet potentiel sur la santé

CONFIDENTIEL SGAR/DREAL

08/04/2025

3. Conclusion

Les délais avancés par le collectif ne tiennent pas compte des étapes réglementaires, environnementales et industrielles incontournables à la réalisation de projets de cette ampleur. Le développement d'installations complexes comme les stations de conversion 525kV, la sécurisation du foncier, les inventaires écologiques, ainsi que les contraintes industrielles liées à l'approvisionnement en matériel à l'échelle mondiale rendent inatteignables les objectifs de mise en service à horizon 2030-2032. Les analyses réalistes font état de délais bien supérieurs : au moins 10 ans pour la première étape, et 12 ans pour la seconde.

La stratégie alternative proposée par le collectif Stop THT 13/30 repose sur une solution intégralement souterraine et segmentée en deux étapes. Si elle affiche une ambition forte sur le plan de la capacité à acheminer de la puissance vers Fos-sur-Mer, elle repose toutefois sur plusieurs hypothèses très fragiles, voire irréalistes, tant en matière de disponibilité des moyens de production existants (notamment les cycles combinés gaz de Fos) que de faisabilité technique et foncière à court terme. À ce titre, l'argumentation avancée par le collectif surestime les apports réels du projet et sous-estime les contraintes systémiques qui s'y appliqueraient.

Enfin, en matière de coût et d'acceptabilité, la stratégie Stop THT repose sur des hypothèses non étayées. Le surcoût réel du scénario proposé par le collectif est de 3,6 milliards d'euros par rapport à la solution retenue par RTE (voire 7,8 Md€ en cas de révision à la baisse des ambitions de l'état pour l'éolien offshore dans le cadre des débats en cours sur la PPE3 menant à un abandon de GLC), et l'acceptabilité sociale d'une solution 100 % souterraine est loin d'être acquise, comme en témoignent d'autres projets HVDC contestés en France et à l'étranger. L'alternative Stop THT se fonde ainsi sur un pari technologique, financier et social à haut risque, en décalage avec l'urgence de sécuriser l'alimentation électrique de la région PACA et de garantir un cadre clair aux projets industriels de décarbonation.

CONFIDENTIEL - SGAR / DREAL

11/11

Le réseau de transport d'électricité

Analyse de l'alternative proposée par le collectif THT 13

Le collectif THT 13 propose de créer deux lignes souterraines en courant continu de 2000 MW chacune :

- Une ligne de Jonquières-Saint-Vincent à Fos-sur-Mer de 2000 MW qui alimenterait, selon le collectif, 3200 MW dès 2030.
- Une ligne sous-marine de 2000 MW entre la région de Narbonne et Fos-sur-Mer qui serait disponible, selon le collectif, en 2031 - 2032.

Les lignes en courant continu, utilisées pour relier deux pays (liaisons d'interconnexion) ou pour évacuer de la production, ne sont pas adaptées pour assurer la sécurisation électrique d'une zone de consommation. En cas d'avarie, l'indisponibilité moyenne d'une ligne souterraine est d'un mois. Elle est d'un jour pour une ligne aérienne.

La création d'une ligne souterraine en courant continu de 2000 MW entre Jonquières-Saint-Vincent et Fos-sur-Mer :

- **N'est pas réalisable en 2030**

La réalisation des inventaires écologiques, de l'étude d'impact, la détermination de sa localisation , les délais d'approvisionnement des matériaux : tous ces paramètres engendreraient des délais supplémentaires de l'ordre de 4 à 5 ans.

Sa mise en service ne pourrait pas être envisagée avant 2035.

- **Ne permet pas d'apporter 3200 MW**

La création d'une ligne souterraine de 2 GW en courant continu entre Jonquières-Saint-Vincent et Fos-sur-Mer ne permettrait d'alimenter que 1300 MW. Pour atteindre 3200 MW, la solution proposée par le collectif THT 13 impliquerait donc la mise à disposition totale et dans la durée des quatre centrales thermiques au gaz de Fos-sur-Mer. Cette option est irréaliste car les quatre centrales sont rarement toutes disponibles en même temps. Elle est en outre contradictoire avec une logique de décarbonation en prenant appui sur de l'énergie fossile.

Elle ne permettrait d'alimenter que 1300 MW.

- **Engendre un impact environnemental important.**

Une ligne souterraine nécessite une empreinte au sol importante et engendre de forts impacts sur le milieu naturel, le foncier, la circulation, le cadre de vie et l'activité agricole.

Sur l'ensemble du tracé cela représente :
15 m d'emprise,
189 chambres bétonnées de 16 m x 4 m.



Poste de Jonquières-Saint-Vincent
La mise en souterrain de la ligne nécessiterait d'augmenter la surface des postes de Jonquières-Saint-Vincent et Feuillane pour y intégrer des stations de conversion.



Exemple de stations de conversion Savoie-Piémont 1200 MW
La mise en souterrain de la ligne nécessiterait la création de stations de conversion 4400 MW.

La création d'une ligne sous-marine de 2000 MW entre Narbonne et Fos-sur-Mer :

- **N'est pas réalisable en 2031 - 2032**

La réalisation des inventaires écologiques, de l'étude d'impact, la détermination de sa localisation, les délais d'approvisionnement des matériaux : tous ces paramètres engendreraient des délais supplémentaires de l'ordre de 5 à 7 ans.

Sa mise en service ne pourrait pas être envisagée avant 2035 voire 2037

- **Ne correspond pas à l'ancien projet RTE Midi-Provence**

La référence au projet Midi-Provence est inadaptée.

Le projet Midi-Provence de 1000 MW a été élaboré dans les années 2010, à une époque où un nombre important de projets de production d'électricité (charbon et gaz) devaient s'installer dans la zone de Fos-sur-Mer et où la consommation restait stable.

Elle devait permettre de transporter la production de Fos-sur-Mer vers la région Occitanie. En cas d'incident sur la ligne, une modification du plan de production aurait permis de garantir la continuité d'alimentation de la région. Ce projet répondait donc à un autre besoin, avec un autre dimensionnement.

Le projet Midi-Provence répondait à un autre besoin, avec un autre dimensionnement.

C'est un besoin d'alimentation de la consommation que nous devons garantir aujourd'hui pour répondre à la décarbonation des territoires, l'électrification des usages et la relance industrielle à horizon 2029.

La solution globale proposée par le collectif THT 13 :

- Ne serait **pas disponible avant 2035**.
- Représenterait d'importants **impacts environnementaux**.
- Engendrerait un **surcoût de 3,6 à 4 milliards d'euros** par rapport au projet aérien de 300 millions d'euros.
- Ne permettrait **pas de sécuriser l'alimentation électrique du Sud-Est de la France**.

Coût X 10 par rapport à la solution aérienne

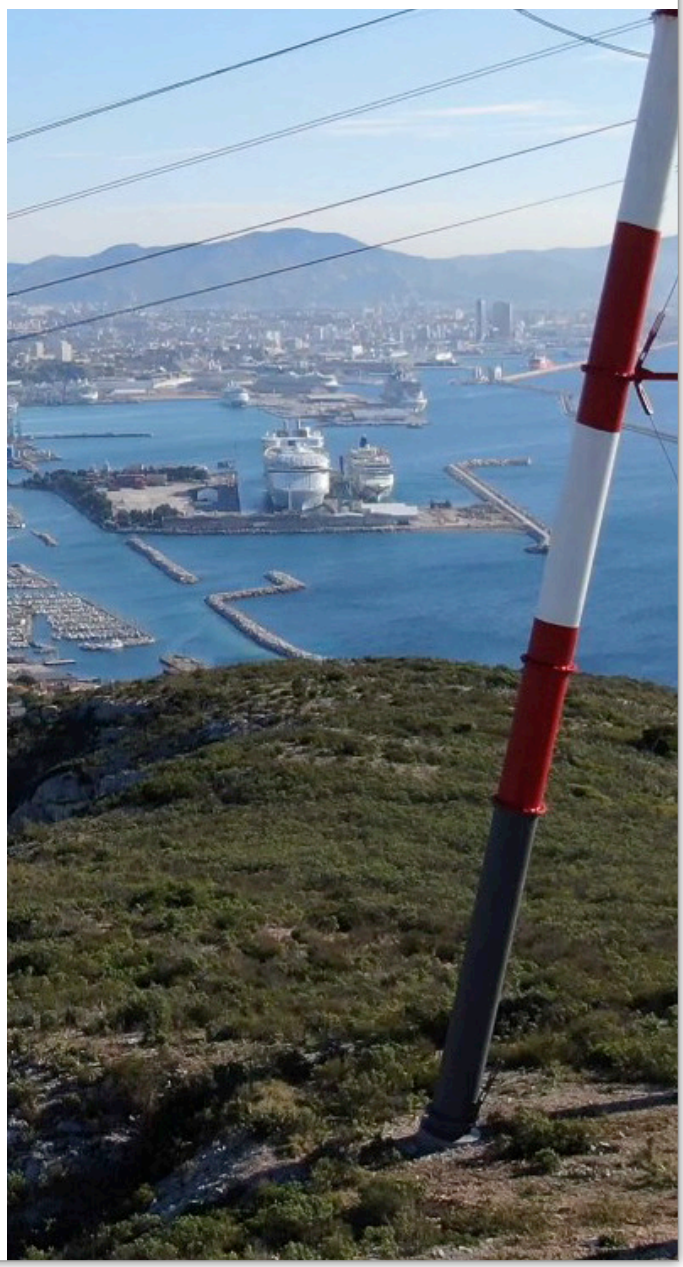


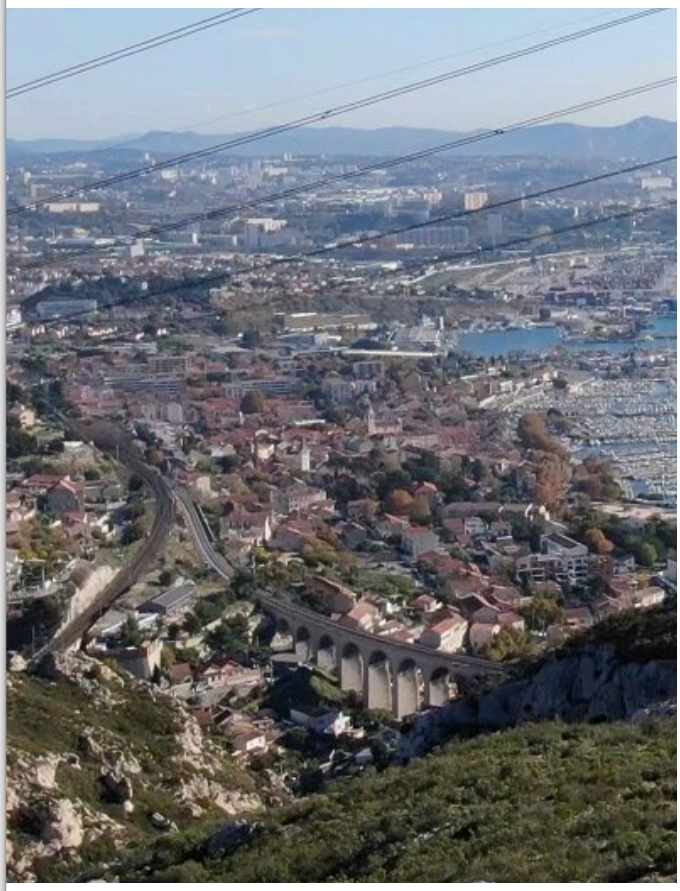
De 5 à 7 ans de retard par rapport à la solution aérienne,
ce qui dissuaderait certaines nouvelles activités économiques de s'implanter et retarderait la décarbonation des activités actuelles.

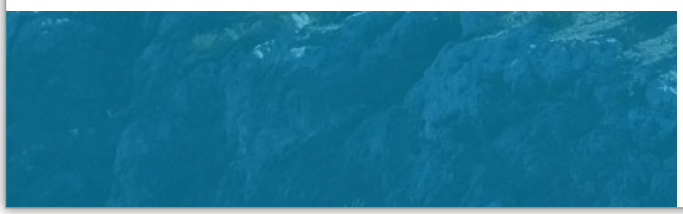
Le réseau
de transport
d'électricité

STRATÉGIE D'AMÉNAGEMENT ÉLECTRIQUE DU TERRITOIRE DU SUD-EST









STRATÉGIE D'AMÉNAGEMENT ÉLECTRIQUE DU TERRITOIRE

Renforcer le réseau électrique dans le Sud-Est, un enjeu d'avenir

Partout en France, les enjeux liés à la réindustrialisation et à la nécessité de sortir des énergies fossiles sont une priorité, tant au niveau national que pour les territoires.

Dans le Sud-Est de la France, les dynamiques locales en faveur de la décarbonation des territoires, de l'électrification des usages et, dans le même temps, de la relance industrielle se traduiront par une consommation d'électricité supplémentaire. Cela représente déjà + de 6 GW de demandes de raccordement électrique exprimées (résidentiel, tertiaire, industriel) dans la zone, soit autant que sa consommation actuelle.

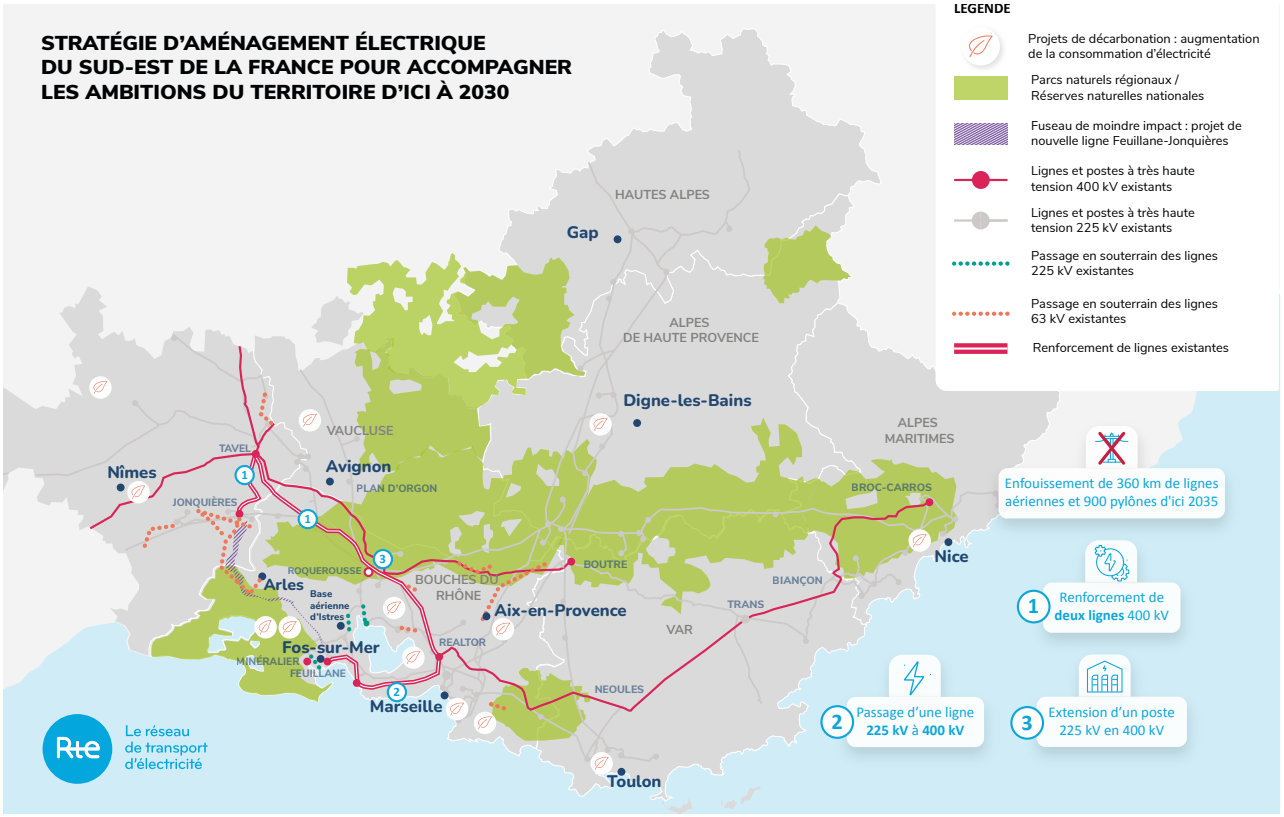
La structure du réseau très haute tension du Sud-Est, développée dans les années 70, n'est plus adaptée à cette hausse des consommations, alors que 60 % de l'électricité consommée provient de la vallée du Rhône. Il est donc nécessaire de renforcer l'alimentation de la zone par le nord.

Dans les prochaines années, **RTE va investir près d'1 milliard d'euros dans le Gard et les Bouches-du-Rhône**.

À travers la stratégie d'aménagement électrique proposée, RTE va renforcer le réseau existant et le développer pour accompagner cette transition, tout en l'adaptant au changement climatique et au risque accru de canicules et de crues. Cette stratégie permettra d'assurer **la sécurisation électrique de la Région, en lien avec le renouveau industriel des territoires dans la dynamique qu'ils ont adoptée et les délais qu'ils se sont fixés.**

Elle se traduit par une limitation de l'empreinte du réseau. Ainsi, d'ici 2035, dans le Gard et les Bouches-du-Rhône, **pour 1 nouveau pylône très haute tension implanté, ce sont 3 pylônes de tension inférieure qui seront enlevés.** Elle prévoit notamment, à un coût optimisé pour la collectivité:

- le renforcement de lignes 400 000 volts existantes;
- le passage d'une ligne 225 000 volts en 400 000 volts ;
- et la création d'une ligne électrique aérienne 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent.



LE PROJET DE LIGNE ÉLECTRIQUE AÉRIENNE 400 000 VOLTS ENTRE FOS-SUR-MER ET JONQUIÈRES-SAINT-VINCENT A ÉTÉ PENSÉ POUR LIMITER L'EMPREINTE SUR LE TERRITOIRE ET PRÉSERVER L'ACTIVITÉ DES ZONES AGRICOLES.

Il n'entraîne pas d'artificialisation des sols supplémentaire et se traduit par une surface agricole non exploitable – correspondante à la superficie des pylônes 400 kV – de moins de 2 hectares sur toute la ligne.
18 mois de dialogue et de concertation avec les habitants, les acteurs économiques et les élus des régions Provence-Alpes-Côte-d'Azur et Occitanie ont permis d'établir un fuseau de passage qui :

- Ne surplombera aucune habitation et passera à l'écart des villes d'Arles, des bourgs de Fourques, Bellegarde et Beaucaire, en évitant Tarascon.
- Évitera la zone centrale de biosphère du parc de Camargue en passant par les zones agricoles du Nord.
- Suivra d'autres infrastructures : 12km dans le terre-plein central de la RN568 (mutualisation d'un linéaire déjà artificialisé, territoire déclassé de la réserve de la Crau) qui relie Fos-sur-Mer à Arles.

L'ENFOUISSEMENT PARTIEL SUR 6 KM : UN SCÉNARIO GÉNÉRANT UNE EMPREINTE AU SOL PLUS IMPORTANTE.

Les différents scénarios étudiés par RTE l'ont été en lien avec les territoires et à l'issue de la concertation avec le public, y compris celui d'un enfouissement partiel de la ligne sur 6 km. Techniquement possible, cet enfouissement a cependant un impact important sur l'environnement et suppose la création d'infrastructures supplémentaires générant une empreinte au sol plus importante :

- 2 nouveaux postes électriques de transition (lorsque la ligne passe en souterrain ou ressort en aérien) ;
- L'extension des postes électriques actuels de Jonquières-Saint-Vincent et Feuillane.

L'enfouissement partiel entraîne ainsi **l'artificialisation de 9 hectares.** Elle limite l'exploitation des terres pour l'agriculture ainsi que la construction et la plantation sur l'ensemble du tracé souterrain - soit 18 mètres de part et d'autre de la ligne soit 36 mètres au total. C'est l'équivalent d'un tronçon de voies rapides 2 x 2 voies sur 6 km.

Outre son coût plus élevé, la réalisation de ce scénario impliquerait un décalage du planning conséquent, faisant intervenir l'Etat et les collectivités, avec l'appui technique de RTE, pour déterminer la localisation de la portion souterraine, étudier la solution en partie souterraine, réaliser les inventaires écologiques et l'étude d'impact, et obtenir les demandes d'autorisation permettant de la mettre en œuvre, ainsi que pour réaliser les travaux.



Superficie totale des postes de transition équivalente à 7 terrains de football.



A chaque kilomètre, une tranchée pour les chambres de jonction.

RÉSULTAT

de 2 à 5,5 ans
de retard par rapport à la solution aérienne, ce qui pourrait dissuader certaines nouvelles activités économiques de s'implanter et retarder la décarbonation des activités actuelles.



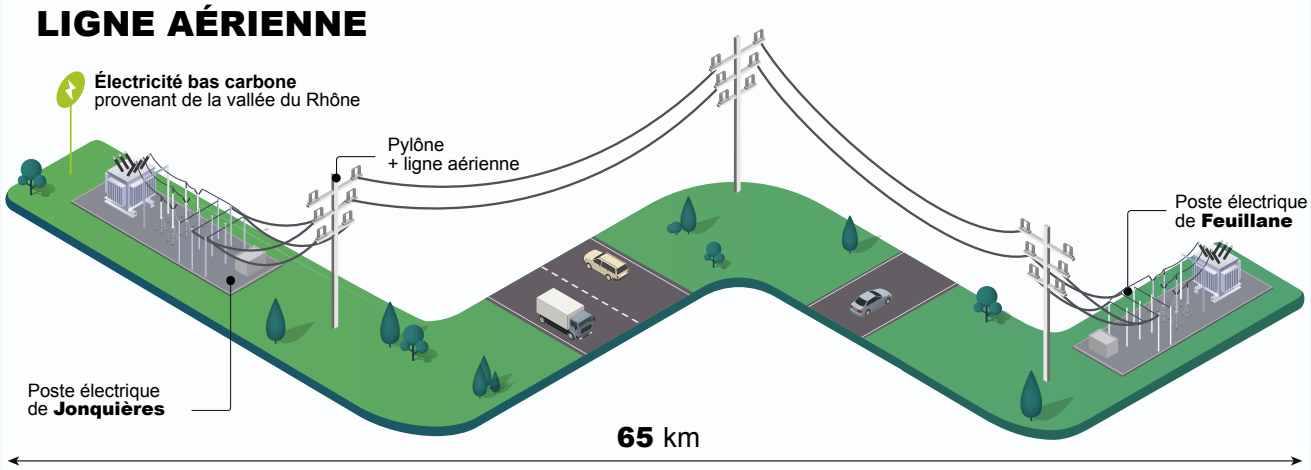
Poste électrique actuel de Jonquières, d'une superficie de 9,5 hectares.

Le réseau de transport d'électricité

STRATÉGIE D'AMÉNAGEMENT ÉLECTRIQUE DU TERRITOIRE

Deux scénarios : une ligne aérienne ou une liaison partiellement souterraine

LIGNE AÉRIENNE



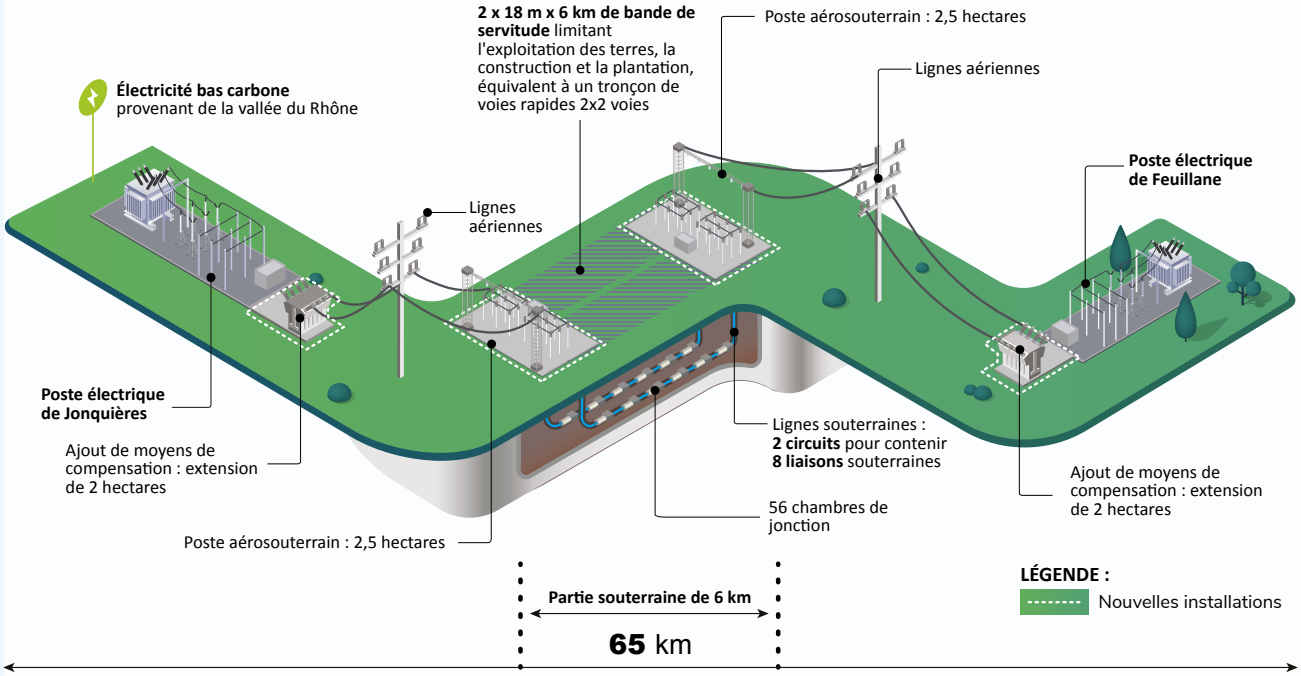
Mise en service : **2029**

4,4 GW de capacité de transport

0 hectare artificialisé supplémentaire

300 M€

LIGNE PARTIELLEMENT SOUTERRAINE (6 KM)



Mise en service : entre **2031** et **2034** (2 à 5,5 ans supplémentaires)

4,4 GW de capacité de transport

9 hectares artificialisés supplémentaires

Environ **460 M€**

L'ENFOUISSEMENT TOTAL SUR 65 KM : UNE SOLUTION INADAPTÉE AU BESOIN D'ÉLECTRIFICATION DU TERRITOIRE

LA TECHNOLOGIQUE EN COURANT CONTINU

La technologie en courant continu est la seule option technique pour transporter de l'électricité en grande quantité dans des câbles souterrains ou sous-marins sur des grandes distances.
Pour répondre aux besoins d'électrification du territoire cette infrastructure nécessiterait :

- la création de trois liaisons à courant continu en parallèle ;
- l'installation de deux stations de conversion de 6 hectares à chaque extrémité des trois lignes (au total 36 hectares soit l'équivalent d'environ 50 terrains de football).
- la création de bandes de servitude, sur une longueur de 65 kilomètres et une largeur d'environ 15 à 20 mètres en cumulé, difficilement compatibles avec tout type de construction, le remodelage du terrain ou encore la plantation d'arbres à racines profondes.

Une telle installation aurait de forts impacts sur le milieu naturel, la circulation, le cadre de vie et l'activité agricole.

En outre, sa mise en service n'est pas envisageable avant l'horizon 2035. Les études préalables d'insertion des ouvrages sur le territoire, très complexes et donc particulièrement longues, ainsi que les difficultés liées à l'approvisionnement des matériaux sur le marché ne permettent pas de mettre à disposition le projet dans les délais attendus.

De plus, le coût associé à l'option ligne souterraine en courant continu est plus de 12 fois supérieur au coût de la solution aérienne.
En tant qu'entreprise régulée chargée d'une mission de service public, RTE doit proposer la meilleure solution d'un point de vue technico-économique.

Enfin, sa mise en œuvre dans le cadre du projet est plus risquée que la solution aérienne.
En effet le projet doit permettre d'alimenter durablement et avec le meilleur niveau de service possible une zone industrielle comportant de nombreux process sensibles et de sécuriser l'alimentation du territoire dans un contexte de doublement de la consommation. Ces différentes raisons expliquent pourquoi la mise en souterrain d'une ligne en courant continu ne constitue pas un choix pertinent pour répondre au besoin d'électrification du territoire.


Crédit photo : @Seignette-Lafontan
Stations de conversion Baixas
Puissance : 2 x 1000 MW soit 2000 MW.


Crédit photo : @Alban Pernet
Stations de conversion Savoie-Piémont
Puissance : 2 x 600 MW soit 1200 MW.

RÉSULTAT

6 ans de retard
un coût 12 fois supérieur
et une mise en œuvre plus risquée
par rapport à la solution aérienne.

LA TECHNOLOGIQUE EN COURANT ALTERNATIF

Pour des raisons techniques, les lignes électriques souterraines en 400 000 volts en courant alternatif ne sont pas adaptées au transport d'importantes quantités d'électricité sur de grandes distances.
En effet, plus les lignes souterraines en courant alternatif sont longues, plus la quantité d'électricité qu'elles peuvent acheminer diminue. Il est nécessaire d'introduire, à plusieurs endroits sur le tracé, des postes électriques - appelés « postes de compensation » - dotés d'une technologie spécifique permettant de préserver la capacité de transport d'électricité de la ligne. La distance entre ces postes ne peut pas excéder 25 kilomètres. La construction de ces postes électriques spécifiques induirait des chantiers supplémentaires, avec des conséquences liées au transport des matériaux (circulation de camions avec un impact sur le trafic routier et le voisinage) ainsi qu'une occupation totale des sols beaucoup plus importante (34 hectares). En outre, l'implantation de lignes souterraines impliquerait, sur la totalité du tracé de la ligne (65 kilomètres), deux bandes de servitude d'une largeur de 18 mètres.

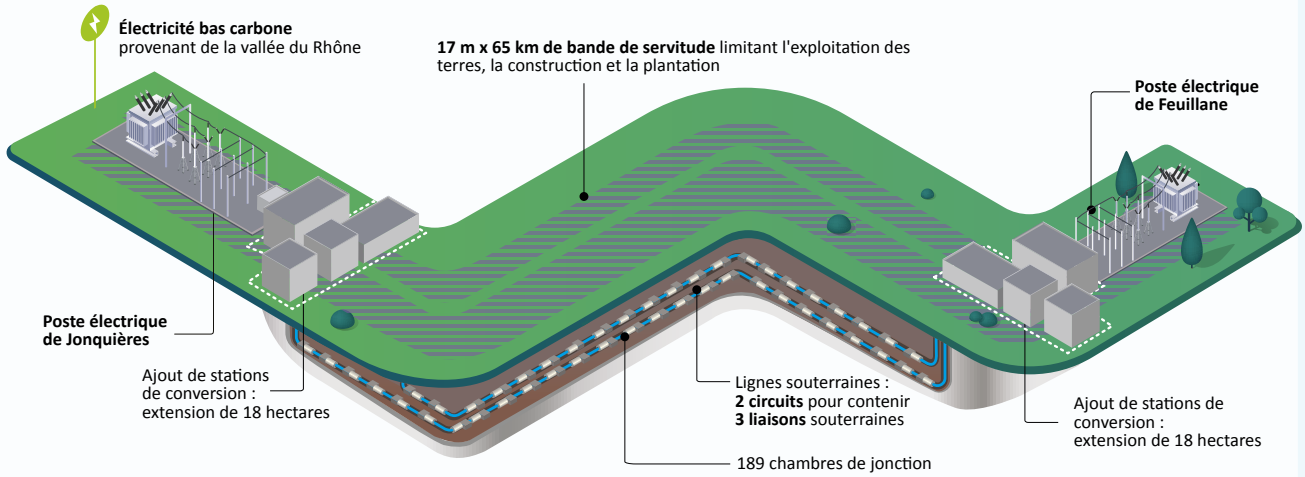
La ligne ne pourrait pas être mise en service avant 2035 pour un coût de 2,2 milliards d'euros. De par son envergure, l'impact environnemental de cette solution est plus important que celui de la solution en courant continu.


Projet de poste de compensation terrestre.

Le réseau de transport d'électricité

STRATÉGIE D'AMÉNAGEMENT ÉLECTRIQUE DU TERRITOIRE

LIGNE TOTALEMENT SOUTERRAINE (65 KM) EN COURANT CONTINU



65 km

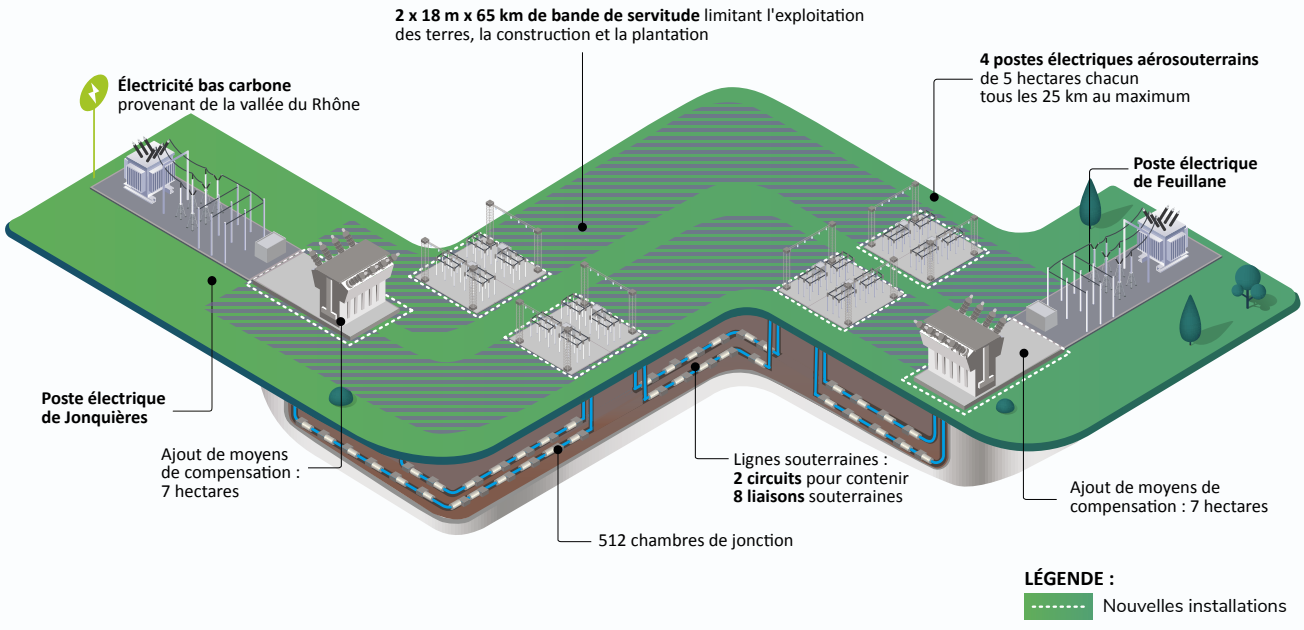
Mise en service : **2035**

4,4 GW de capacité de transport

36 hectares artificialisés supplémentaires

Environ **3 600 M€**

LIGNE TOTALEMENT SOUTERRAINE (65 KM) EN COURANT ALTERNATIF



65 km

Mise en service : **2035**

4,4 GW de capacité de transport

34 hectares artificialisés supplémentaires

Environ **2 200 M€**

Le réseau de transport d'électricité

Comparaison des impacts environnementaux, paysagers et agricoles de la solution RTE et de l'alternative proposée par le collectif THT 13

DOCUMENT PROVISOIRE

Pour accompagner les dynamiques locales en faveur de la décarbonation des territoires, de l'électrification des usages et, dans le même temps, de la relance industrielle, RTE prévoit une stratégie d'aménagement du réseau électrique de la région Sud-Est qui se traduit dans le Gard et les Bouches-du-Rhône par un investissement de près d'1 milliard d'euros dans les prochaines années :

- le renforcement de lignes 400 000 volts existantes ;
- le passage d'une ligne 225 000 volts en 400 000 volts ;
- la création d'une ligne électrique aérienne 400 000 volts.

Elle se traduit par une limitation de l'empreinte du réseau. Ainsi, d'ici 2035, dans le Gard et les Bouches-du-Rhône, **pour 1 nouveau pylône très haute tension implanté, ce sont 3 pylônes de tension inférieure qui seront enlevés.**

INSERTION PAYSAGERE ET INTEGRATION AU MILIEU NATUREL

Fuseau de moindre impact

Le Fuseau de Moindre Impact au sein duquel sera défini le tracé :

- Ne surplombera aucune habitation et passera à l'écart des villes d'Arles, des bourgs de Fourques, Bellegarde et Beaucaire, en évitant Tarascon.
- Évitera la zone centrale de biosphère du parc de Camargue.
- Suivra d'autres infrastructures déjà existantes : 12 kilomètres dans le terre-plein central de la RN568 (mutualisation d'un linéaire déjà artificialisé, territoire déclassé de la réserve de la Crau) qui relie Fos-sur-Mer à Arles.



Le fuseau de moindre impact traverse essentiellement des territoires à vocation agricole



- 23 km de la solution aérienne proposée se situent dans le parc de Camargue (contre 29 km pour la solution proposée par le collectif THT 13),
- 18 km du tracé sont situés sur la zone tampon de la réserve de biosphère (contre 30 km pour la solution proposée par le collectif THT 13).

(*Voir impacts de la solution du collectif THT 13 sur les sols)*

Intégration paysagère

Un travail paysager sera fait sur les perspectives et visibilités, la silhouette des pylônes ainsi que leur positionnement afin de limiter l'impact visuel sur le territoire. Les pylônes, d'une hauteur comprise entre 50 et 60 mètres de haut, seront implantés tous les 300 à 500 mètres environ, avec la possibilité de les positionner là où la gêne serait moindre.

La création d'une liaison souterraine à courant continu proposée par le collectif THT 13 nécessite quant à elle l'installation de stations de conversion aux extrémités de la ligne. Ces bâtiments représentent une emprise de xx hectares au total, et une hauteur d'environ 20 mètres. Les postes électriques de Feuillane et Jonquières qui se situent aux extrémités de la ligne devraient faire l'objet d'une extension de xx hectares chacun pour accueillir les nouvelles infrastructures.



Crédit photo : @Seignette-Lafontan
Stations de conversion Baixas
Puissance : 2 x 1000 MW soit 2000 MW



Crédit photo : @Alban Pernet
Stations de conversion Savoie-Piémont
Puissance : 2 x 600 MW soit 1200 MW

Le réseau de transport d'électricité

Comparaison des impacts environnementaux, paysagers et agricoles de la solution RTE et de l'alternative proposée par le collectif THT 13

DOCUMENT PROVISO

Les travaux de construction d'une liaison souterraine à courant continu telle que proposée par le Collectif THT 13 auraient un impact fort sur le sol puisque des chemins devraient être créés pour le passage et le retournement de semi-remorques et convois exceptionnels.

Des plateformes de déroulage de câbles devraient également être installées tous les kilomètres le long du tracé. Au total, 4.5 fois plus de camions seraient nécessaires pour acheminer le matériel.



Emprise travaux d'un chantier de création d'une ligne souterraine

EAU ET ZONES HUMIDES

Impact sur les sols

L'implantation des pylônes d'une ligne électrique aérienne n'a pas d'impact sur les eaux souterraines et superficielles contenues dans les sols. Pour s'adapter aux zones humides, les pylônes sont implantés sur des fondations sur pieux.

La ligne souterraine à courant continu proposée par le collectif THT 13 nécessite de creuser à plus d'un mètre de fond, et risque ainsi de modifier la circulation des eaux. Elle implique la construction de chambres de jonction maçonnées tous les kilomètres. Leur installation en zone humide requiert le pompage ou le rabattement des nappes phréatiques.



Une chambre de jonction devra être construite tous les kilomètres



Passage sous-fluvial

Cette solution proposée par le collectif THT 13 présente des incertitudes et risques techniques et environnementaux très importants :

- La construction d'une liaison souterraine à proximité d'une digue risque très fortement de la déstabiliser.
- Installer des câbles dans le Rhône, nécessite de les ensouiller suffisamment profonds pour qu'ils soient protégés d'éventuels dommages (croche d'une ancre par exemple). Une installation qui risque de mettre en mouvement des sédiments pollués aux métaux lourds.

Comparaison des impacts environnementaux, paysagers et agricoles de la solution RTE et de l'alternative proposée par le collectif THT 13

DOCUMENT PROVISOIRE

MILIEU AGRICOLE

Avec 90 % de ses installations situées en zone rurale et 70 % sur des terres agricoles, RTE veille à l'intégration de ses ouvrages dans l'environnement : gestion de la végétation favorable à la biodiversité, zéro-phyto, etc.

La ligne aérienne permet de positionner les pylônes de manière à préserver l'activité des zones agricoles. En effet, seule la superficie sous les pylônes est non exploitable, ce qui correspond à moins de 2 hectares sur l'ensemble du tracé de la ligne.

L'intégration d'une liaison souterraine pose davantage de problèmes de compatibilité avec l'activité agricole. Cette dernière nécessite la création de bandes de servitudes de 5 ? mètres de large, difficilement compatibles avec tout type de construction et la plantation d'arbres à racines profondes

Durant la construction, des dégâts pourraient être occasionnés sur les cultures situées au sein de l'emprise chantier. Le chantier est itinérant et l'exploitation des parcelles agricoles ne peut avoir lieu durant cette phase.

De manière générale, une liaison souterraine nécessite une emprise foncière beaucoup plus importante que la solution aérienne, générant davantage de contraintes sur l'activité agricole.

AVIFAUNE

Les lignes électriques aériennes 400 000 volts présentent peu de risque d'électrocution pour les oiseaux grâce à l'éloignement important des phases de la ligne. Le risque de collision est quant à lui réduit grâce à un balisage dédié. En contrepartie de l'implantation de cette ligne, ce seront plus de 900 pylônes de lignes de moindre tension, davantage accidentogènes, qui seront retirés.
Dans les endroits à risque, couloirs sensibles, les câbles seront équipés de balises avifaunes pour protéger les oiseaux et diminuer le risque de collision.

RTE s'engage à suivre l'impact de la ligne sur les oiseaux. De nouveaux dispositifs de protection sont à l'étude dans le cadre de son programme R&D dans une démarche d'amélioration continue. En collaboration avec de nombreux acteurs locaux et nationaux de l'environnement, RTE veille à préserver les espèces protégées notamment dans le cadre du Comité National Avifaune (CNA) créé en 2004.

BALISES UTILISEES PAR RTE



Balise spiralée (blanche ou rouge)



Balise avisphère (demi-sphère rouge et demi-sphère jaune photoluminescente)

Le réseau de transport d'électricité

Décarbonation et attractivité de la zone industrielle de Fos-sur-Mer

Création d'une ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 000 volts entre Fos-sur-Mer et Jonquières-Saint-Vincent









CONFIDENTIEL

Complément d'étude sur une stratégie 225kV demandé par l'Etat

Feuillane – Jonquières
Roquerousse – Feuillane

RÉGIONS PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR ET OCCITANIE

Départements des Bouches-du-Rhône et du Gard

Juillet 2025

Synthèse

Le réseau électrique alimentant la région Provence-Alpes-Côte d'Azur a très peu évolué depuis la fin des années 1980. Après une vague d'incidents majeurs qui ont affecté la région entre 2005 et 2009, l'alimentation électrique a pu être sécurisée grâce à la mise en service de plusieurs centrales à gaz dans la zone de Fos, à un renforcement ciblé du réseau à 225 kV dans l'Est de la région et à une stabilisation de la consommation d'électricité depuis 2010.

Aujourd'hui, les impératifs de décarbonation de notre économie placent la région dans de nouvelles perspectives de ré-industrialisation et d'électrification. RTE doit répondre à un triple cahier des charges :

- Permettre à la région Provence-Alpes-Côte d'Azur d'accueillir, d'ici 2030, de nouveaux projets industriels majeurs, fortement consommateurs d'électricité ;
- Accompagner les ambitions régionales de décarbonation des bâtiments et des transports, à travers le développement des pompes à chaleur, de la mobilité électrique, de l'électrification des navires à quai…
- Garantir la résilience du réseau électrique dans le Sud-Est vis-à-vis des aléas (avarie technique, évènements climatiques extrêmes, incendies, actes de malveillance,…) et des incertitudes entourant l'avenir des centrales à gaz fossile, qui devraient atteindre leur fin de vie vers 2040.

Pour faire face à ce triple défi, RTE met actuellement en œuvre une stratégie dite « aérienne 400 kV » de renforcement du réseau régional structurant depuis la Vallée du Rhône, *via* la zone de Fos-sur-Mer. Cette solution permet simultanément :

- d'accueillir 3 700 MW supplémentaires à l'horizon 2029 par rapport à l'existant. A ce stade, 3 000 MW ont été affectés à la zone de Fos et 700 MW au reste de la région Sud-Est ;
- d'assurer la sécurité d'alimentation de la région sans recourir aux centrales locales à gaz (1 900 MW de CCG).

A la demande du préfet de Région Provence-Alpes-Côte d'Azur, RTE a étudié une stratégie alternative 225kV proposée par la « tierce expertise » mandatée par l'Etat, ainsi que ses modalités de mise en œuvre.

Cette stratégie alternative est focalisée sur la seule alimentation électrique de la zone de Fos-sur-Mer. En privilégiant cet objectif, elle hypothèque les possibilités de développement mais aussi la sécurité d'alimentation en électricité de tout le reste de la région. Elle ferait reposer l'alimentation de la zone de Fos-sur-Mer par ordre d'importance décroissante sur des lignes issues de la zone d'Aix-Marseille (Réaltor – 1650 MW), Salon-de-Provence (Roquerousse – 1250 MW) et enfin la vallée du Rhône (Tavel – 1000 MW). Ce faisant, cette stratégie surchargerait les axes électriques historiques à 400 kV entre Tavel, Roquerousse et Réaltor et confronterait l'exploitation du système électrique régional à un dilemme :

- Exploiter le réseau sans respecter la règle du « N-1 », exposant tous les départements littoraux, de Port-Saint-Louis à Menton, à des incidents majeurs récurrents (délestage massif, voire black-out comme en 2009) ;
- Soulager le réseau par la mobilisation des centrales à gaz pour compenser le surcroît de consommation industrielle, ce qui conduit de fait à une « fausse décarbonation » : chaque MWh de consommation industrielle d'électricité devra être compensé par 2 MWh de consommation de gaz fossile.

En cas de mise en œuvre de cette stratégie alternative, soit la capacité d'accueil de nouvelles consommations devrait être revue en forte baisse (RTE estime que 1 300 MW de nouveaux projets pourraient être alimentés, au lieu des 3000 MW visés), soit la résilience de l'ensemble de l'alimentation électrique régionale devrait être dégradée. En effet, l'axe historique Tavel–Réaltor continuerait à concentrer l'essentiel des flux entrant dans la région, et à être exposé à de nombreux risques (avaries, actes de malveillance, incendies de forêt,…).

Sur le plan de sa réalisation, la stratégie alternative apparaît exigeante, mais techniquement faisable. Contrairement au filet de sécurité à 225kV réalisé dans le Var, qui constitue une « roue de secours » du réseau, les ouvrages à 225kV à créer devraient être dimensionnés pour pouvoir fonctionner en permanence à pleine puissance. Cette exigence nécessiterait la multiplication des câbles en cuivre de forte section, dans des secteurs déjà occupés par de nombreux réseaux enterrés. A l'arrivée sur Feuillane, RTE estime nécessaire la réalisation d'une galerie enterrée et ventilée, permettant le regroupement des différents câbles. Un effort particulier de pédagogie devrait être entrepris vis-à-vis de l'inocuité des champs électromagnétiques, dans la mesure où la stratégie alternative expose un nombre sensiblement plus important d'habitations à des champs de plus de 1 µT (354 bâtiments dont 57 surplombs) que la stratégie de référence de RTE (21 bâtiments, sans surplomb).

La nécessité de reprendre toutes les études et la concertation, ainsi que la complexité du chantier conduit à envisager son achèvement à l'horizon 2034, plutôt que 2029 pour la stratégie à 400 kV, dans les mêmes conditions de célérité. En cela, elle ne répond pas non plus au cahier des charges.

Le coût total de la stratégie alternative est évalué à 1 Md€, ce qui représente un coût supplémentaire de 650 M€ par rapport à la stratégie de référence de RTE. Une répercussion de ce coût aux industriels apparaît très dissuasive, d'autant plus que l'assiette de recouvrement est elle-même réduite du fait de la capacité d'accueil limitée de la stratégie alternative.

En synthèse, cette stratégie alternative, conçue pour répondre aux seuls besoins de la zone industrielle de Fos-sur-Mer, mais avec 5 ans de retard, laisserait entière la problématique de sécurité d'alimentation régionale : restreindre l'accès à l'électricité dans la région à moyen et long terme, vivre avec un risque récurrent d'incident de grande ampleur, ou mobiliser durablement les centrales à gaz fossile. Elle pose un problème majeur de financement et ne sera pas exempte d'oppositions territoriales et industrielles : rien n'indique aujourd'hui que la solution alternative serait mieux acceptée que la stratégie de référence (plus de territoires impactés, emprise foncière des ouvrages souterrains, gêne à la circulation routière,…)

Comparaison multi-critères

Critères		Stratégie 225kV	Solution aérienne 400kV
Service rendu	Capacité créée	1300 MW sans CCG + 1900 MW de CCG	3700MW sans CCG + 1900MW de CCG
	Exploitabilité et N-1 (avarie/incendie) si non limitation de la capacité d'accueil	Non résilient à N-1, dont incendie	Garantit la résilience du réseau électrique régional vis-à-vis des aléas
	Sécurisation électrique de toute la région	Pas de marge pour l'ensemble de l'alimentation électrique régionale	Accompagnement des ambitions régionales de décarbonation des bâtiments et des transports
Planning	Mise en service	2034	2029
	Risque sur planning	Concertation sur les 20km de ligne aérienne. Volume d'équipes travaux mobilisées. Réalisation d'une galerie de 4km.	Sécurisation juridique des autorisations, notamment dérogation espèces protégées. Calendrier écologique durant les travaux.
Coût	Coût	1Md€	350 M€
	Financement industriels	Quote part > 1000k€/MW	Quote part 113k€/MW
Impacts	CEM	>1µT : 354 bâtiments dont 57 surplombs	>1µT : 21 bâtiments, sans surplomb
	Paysage	20 km LA 225kV en parallèle d'une ligne existante	65km d'une LA 400kV en site vierge + mise en souterrain de réseau existant en accompagnement
	Avifaune	Risque juridique faible	Risque juridique moyen à élevé
	Agriculture	Extension postes existants (2ha à Jonquières) + emprise pylône sur 20km (0,4ha).	Emprise des pylônes sur 65km (<2ha)
	Impacts temporaires travaux	Fermeture des routes empruntées par les LS + logistique de chantier	Logistique de chantier
	Consommation de matières	370 tonnes d'aluminium 1250 tonnes d'acier 18 000 tonnes de cuivre 330 000 tonnes de béton	2400 tonnes d'aluminium 5200 tonnes d'acier 40 000 tonnes de béton

Sommaire

Contexte 5
1.Service rendu par la stratégie alternative 225kV 6
2.Description de la stratégie 11
3.Délai de mise en œuvre 19
4. Impacts environnementaux 21
5. Estimation du coût de la stratégie 30
Annexe 1 – Méthologie de l'étude de réseau 31
Annexe 2 – Planning composante 1 Roquerousse – Feuillane 32
Annexe 3 – Planning composante 2 Feuillane – Jonquières 34
Annexe 4 – Emprise travaux 36
Annexe 5 – Servitudes aéronautiques 38
Annexe 6 – Evaluation du coût 39

Contexte

La tierce-expertise sur les solutions de renforcement de l'alimentation électrique de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer a été publiée le 23 mai sur le site de la CNDP. Une note complémentaire a également été publiée le 28 mai par l'expert. Elle livre des *« réflexions exploratoires sur des solutions complémentaires de renforcement qui pourraient donner lieu à des études plus approfondies afin d'évaluer leur réel potentiel ».*

Ces *« réflexions exploratoires »* sont approfondies dans la note du 23 juin 2025 adressée par l'expert au préfet de la Région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Le présent complément d'étude a été réalisé par RTE pour répondre à une demande du préfet de région d'analyser la stratégie alternative reposant sur le développement du réseau 225kV entre Feuillane et Jonquières, d'une part, et Roquerousse et Feuillane, d'autre part, accompagné de l'installation de moyens de pilotage des flux.

1. Service rendu par la stratégie alternative 225kV

Les renforcements déjà prévus permettent d'accueillir 1200 MW de consommation supplémentaire sur la PACA sans pouvoir se passer des CCG.

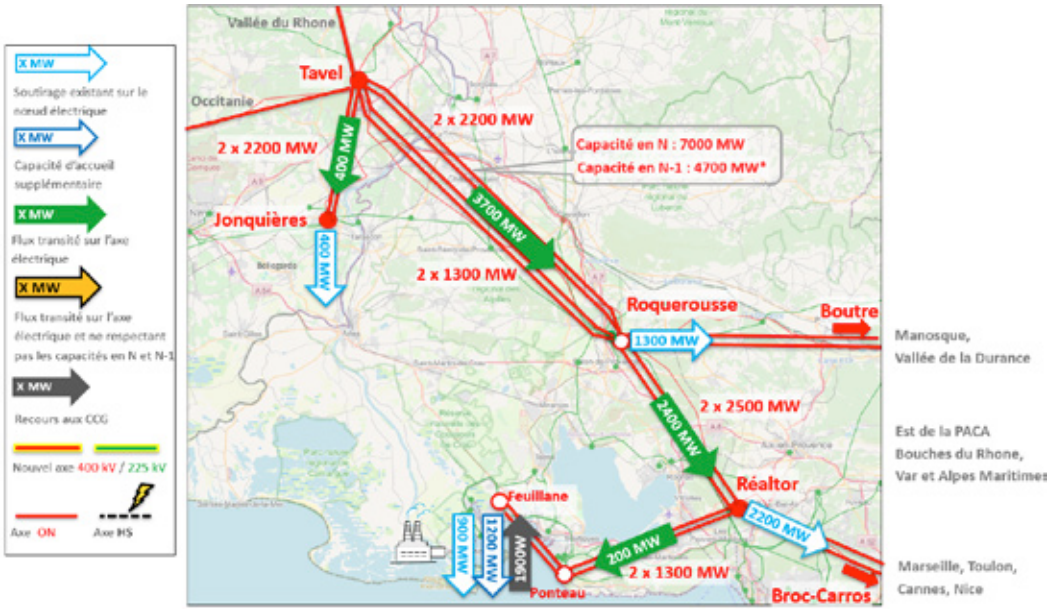


Figure 1 : capacité d'accueil de 1200 MW avec recours au CCG après avoir mené les renforcements du réseau existant aux CCG

La stratégie 225kV étudiée dans la tierce expertise s'appuie au maximum sur le réseau existant, couplé à l'installation de dispositifs de pilotage des flux. Ainsi, il est proposé de créer des infrastructures 225kV permettant d'acheminer 1250 MW (axe Roquerousse – Feuillane en technologie aérienne dite « composante 1 ») et 1000 MW (axe Feuillane – Jonquières en souterrain « composante 2 »). La puissance restante (+1650 MW) serait acheminée à Fos en chargeant au maximum le réseau existant. Cette stratégie a été présentée comme capable d'alimenter 3900 MW à Fos-sur-Mer.

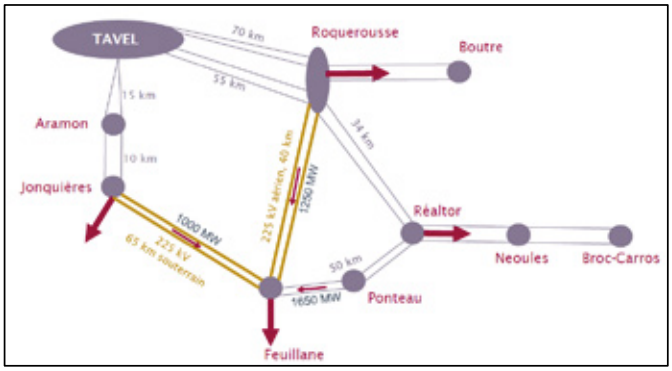


Figure 2 : stratégie alternative 225kV issue des compléments du 23 juin 2025 de la tierce expertise

* La capacité en N-1 de l'axe Tavel Rouquerousse approche 4800MW (7800MW – 2200MW) sans l'atteindre en raison de la répartition des flux sur les ouvrages restants.

L'étude de réseau, illustrée dans les schémas ci-après, conclut que cette stratégie permet uniquement de s'affranchir du recours aux CCG sans créer de capacité d'accueil supplémentaire significative à Fos-sur-Mer et dans l'ensemble de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, faute de pouvoir s'appuyer sur un nouvel axe fort depuis la vallée du Rhône.

- La capacité d'accueil évoluerait de 1200 MW avec CCG à 1300 MW hors CCG.
- Le changement des conducteurs sur les lignes Roquerousse – Tavel 1&2 (2*55km) permettrait de dégager 300MW de plus de puissance garantie. Néanmoins, les contraintes de consignabilité des axes Roquerousse – Tavel 1&2 rendent ces travaux difficilement réalisables.

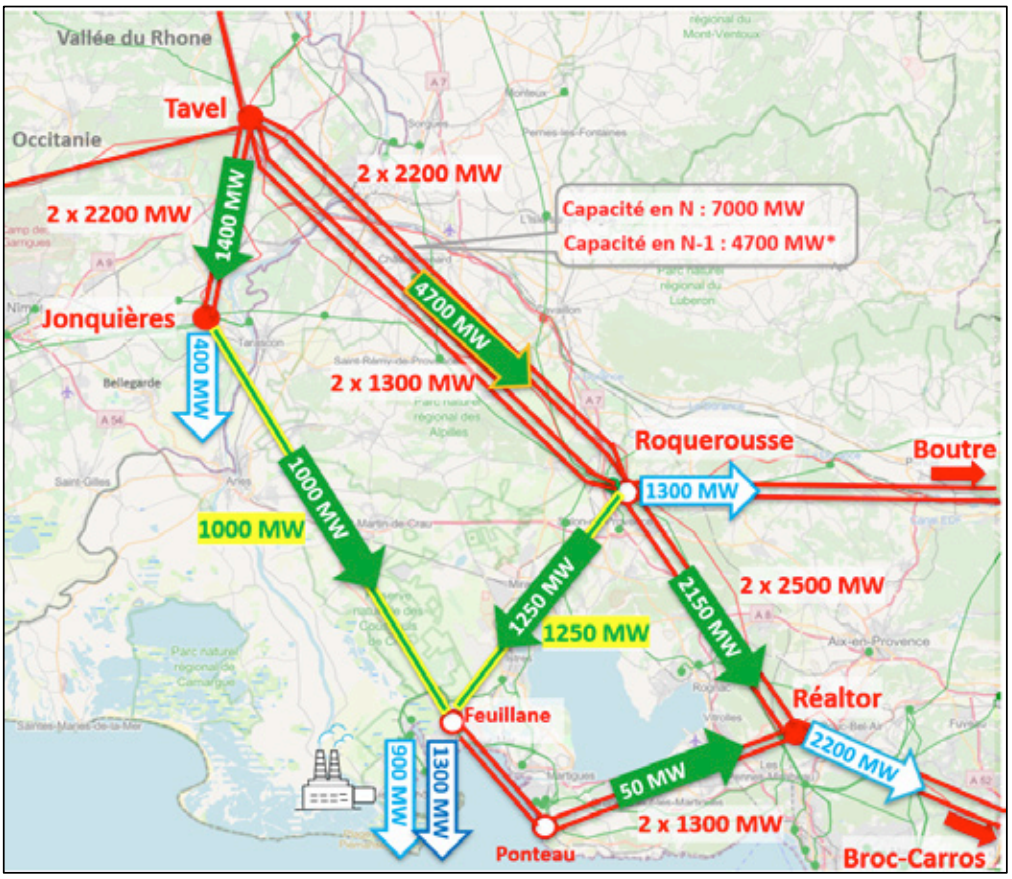


Figure 3 : une stratégie 225kV qui permet l'accueil de 1300MW en PACA sans recours aux CCG

Les gains affichés en termes de capacité par la tierce expertise :

1. ne prennent pas en compte les règles d'exploitation du réseau (notamment dit « N-1 ») qui imposent de garantir le fait qu'un incident sur tout élément du réseau doit être transparent pour l'alimentation électrique des clients,
2. reposent sur une dépendance, à long terme, à de la production thermique carbonée locale.

* La capacité en N-1 de l'axe Tavel Rouquerousse approche 4800MW (7800MW – 2200MW) sans l'atteindre en raison de la répartition des flux sur les ouvrages restants.

Le soutirage de 3900 MW (voir figure 4 où le soutirage à Fos est porté à 900+3000MW avec la répartition des flux associée) en l'absence de CCG génèrerait les contraintes suivantes sur le réseau :

- les axes Roquerousse – Tavel seraient en surcharge de 100MW par rapport à sa capacité en situation de réseau complet (hors incident) ce qui conduirait à les mettre hors tension.
- En cas d'incident en hiver sur l'une des quatre lignes 400 kV Réaltor – Roquerousse, les axes restants seraient en surcharge conduisant à mise hors tension par fonctionnement des protections après une minute, entrainant alors des actions de délestage automatique avec risque de black-out complet de la Région, voire d'incident de grande ampleur, selon la période considérée.
- En été, la situation serait également problématique, en raison de :
  - la moindre capacité des lignes du fait de la moindre dissipation thermique et
  - des risques d'incendie qui peuvent conduire à une mise hors tension des axes 400kV stratégiques entre Tavel et Réaltor pour permettre l'intervention des secours.



Figure 4 : une stratégie 225kV qui ne permet pas de garantir l'accueil 3000MW de nouvelles consommations à Fos et 700MW dans le reste de la PACA.

C'est pourquoi la stratégie 225kV étudiée ne permet pas d'accueillir 3000MW[3] de nouvelle consommation à Fos et 700MW dans le reste de la région. Cette stratégie fragiliserait profondément l'alimentation électrique de Fos-sur-Mer, mais également celle de toute la région. En effet, la capacité supplémentaire apportée par cette stratégie réseau (1300MW) et la capacité maximum des CCG (1900 MW) n'est pas suffisante pour faire face à l'accroissement de consommation de 3700 MW (3000 MW sur Fos et 700 MW sur le reste de la région).

Ainsi, pour maîtriser les transits, une diminution du volume d'accueil de consommation sur la zone même en mobilisant en permanence les CCG pour compenser le surcroît de consommation , avec des conséquences en cas de non-disponibilité des CCG sur la qualité et

[3] par rapport aux 900MW existants

la sécurité d'alimentation de la PACA région et sur la capacité à décarboner la consommation énergétique du territoire.

A titre de comparaison, la solution aérienne 400kV permet à la fois de se passer durablement des moyens thermiques locaux (1900 MW de CCG) et d'accueillir jusqu'à 3700 MW supplémentaires à l'horizon 2029 par rapport à la capacité actuelle.

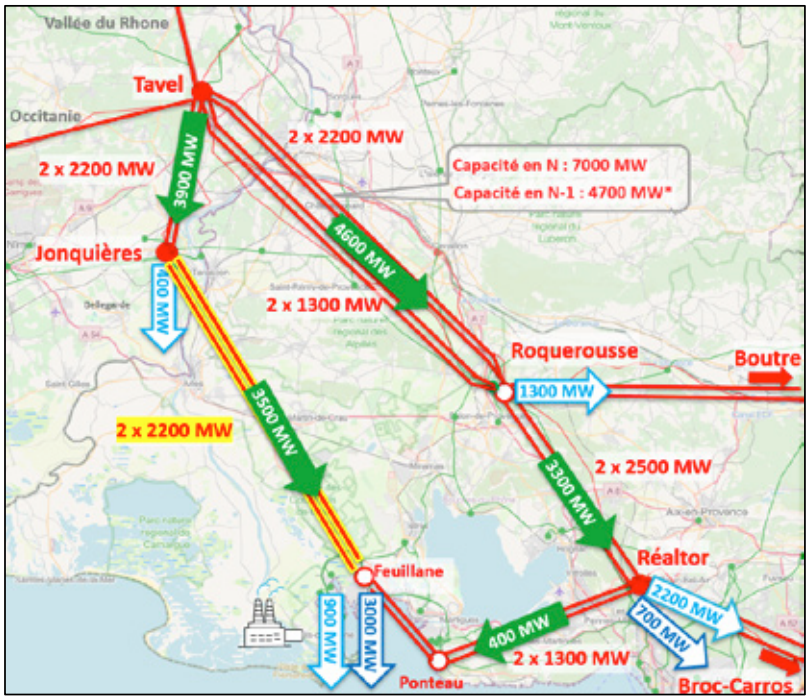
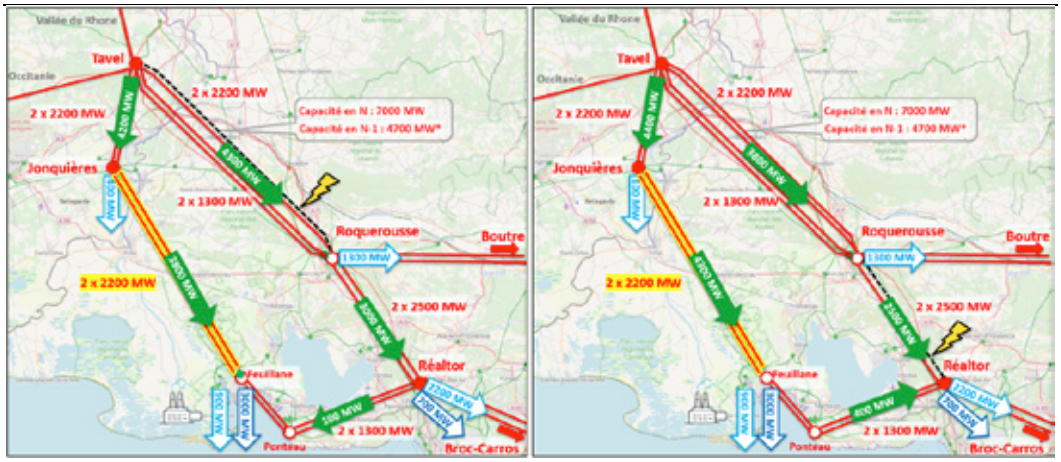


Figure 5 : la solution aérienne Feuillane-Jonquières permet de garantir l'accueil de 3000 MW de nouvelles consommations à Fos et 70 0MW supplémentaires dans le reste de la PACA.

Cette solution est résiliente à l'ensemble des situations de pertes d'ouvrage unitaire, en particulier Tavel – Roquerousse, Roquerousse – Réaltor et surtout Tavel – Jonquières qui est la perte la plus dimensionnante pour calculer la capacité d'accueil. Ainsi, cette solution permet l'alimentation sécurisée de la zone de Fos mais plus largement la sécurisation du sud de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.



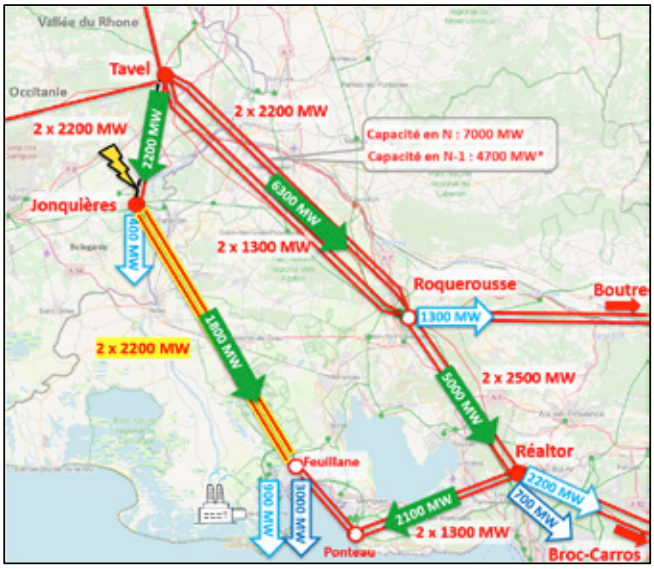


Figure 6 : la solution aérienne Feuillane-Jonquières est résiliente aux différents N-1.

2. Description de la stratégie

La consistance de la stratégie étudiée reprend le cadrage du préfet remis à RTE :

- **court terme : création d'un axe 225 kV à haut débit en courant alternatif entre Roquerousse et Feuillane**, en parallèle de la ligne aérienne existante, en partie aérien, avec différents siphons en lien avec les servitudes aéronautiques, les enjeux environnementaux, la densité urbaine. La création d'un nouvel axe est en effet privilégiée à des travaux de renforcement de la ligne aérienne 225kV existante, peu adaptée pour permettre de forts transits ;
- **en léger décalage de phase** (du fait de la nécessité d'approvisionnement de linéaires plus importants de câbles souterrains) : **création d'un axe 225 kV en courant alternatif souterrain entre Jonquières (voire Montagnette) et Feuillane** (en berge du canal d'Arles à Bouc).

Composante 2

Poste de Jonquières	
Ouvrage	3 départs 225kV pour des LS 3 Transformateurs Déphaseurs 1 AT (2=>3) 2 selfs de 168 MVAR
Emprise	Extension de 2 ha.

LS Jonquières – Feuillane	
Technologie	Souterrain
Linéaire	64km
Capacité	1000MW
Ouvrage	3 tricâbles 225kV
Emprise	10m sur 3 tranchées + 2m emprise travaux
Tracé	Sous voirie. 6 passages en sous œuvre + Galerie 4km arrivée à Feuillane.

Poste de Feuillane	
Ouvrage	3 + 2 départs 225kV (composante 1) 4 selfs de 168 MVAR
Emprise	Extension de 1 ha.



Composante 1

Poste de Roquerousse	
Ouvrage	2 départs 225kV 2 Transformateurs Déphaseurs 1 AT (2 => 3) 1 self de 168 MVAR
Emprise	Extension de 1 ha.

LA Roquerousse - Miramas	
Technologie	Aérien doubles ternes
Linéaire	20km
Tracé	Couloir 225kV existant. 2 pylônes aérosouterrains avec une emprise 2*500m².

LS Miramas - Feuillane	
Technologie	Souterrain
Linéaire	19km
Capacité	1250MW
Ouvrage	4 tricâbles 225kV pour 2 circuits
Emprise	7,5m sur 2 tranchées + 2m emprise travaux
Tracé	Sous voirie RN569 puis à côté voies SNCF Galerie 4km arrivée à Feuillane.

Ouvrages nécessaires

Pour la composante 1 (Roquerousse – Feuillane), la stratégie prévoit une capacité de transit de 1250 MW (2 liaisons de 625 MW).

En liaisons souterraines, cela requiert la consistance suivante :

- Nombre de câbles 225kV : 4 tri-câbles soit 12 câbles de section utile 2500 mm² Cuivre optimisé.
- Pose : fourreaux PVC entourés de béton, ce qui garantit de meilleures performances thermiques que tout autre mode de pose.
- Largeur de l'emprise :
    - Emprise des liaisons : 6,2 mètres de large avec un élargissement à 7,2 mètres en cas de croisement avec des réseaux HTA et à 11,2 mètres tous les kilomètres pour les chambres de jonctions.
    - Emprise chantier : 11,2 mètres de large.

En liaison aérienne, la consistance serait d'environ 50 pylônes B1 *(cf. figure 14)* supportant deux circuits, chacun composé de 6 conducteurs ASTER 570mm².

Pour la composante 2 (Feuillane – Jonquières), la stratégie prévoit une capacité de transit de 1000 MW (3 liaisons de 333 MW). En liaisons souterraines, cela requiert la consistance suivante :

- Nombre de câbles 225kV : 3 tri-câbles soit 9 câbles de section utile 2500 mm² Cuivre optimisé[4].
- Pose : fourreaux PVC entourés de béton, ce qui garantit de meilleures performances thermiques que tout autre mode de pose.
- Points singuliers – Passages en sous œuvre : une emprise de 40 m² est nécessaire pour réaliser des forages dirigés pour franchir des obstacles.
- Largeur de l'emprise :
    - Emprise des liaisons : 7,2 mètres de large avec un élargissement à 10,2 mètres en cas de croisement avec des réseaux HTA et à 12,2 mètres tous les kilomètres pour les chambres de jonctions.
    - Emprise chantier : 9,2 mètres de large avec un élargissement à 12,2 mètres en cas de croisement avec des réseaux HTA.

C'est sur ces bases que des tracés ont été recherchés.

[4] Les raccordements des éoliennes offshore pours AO5, AO6 et extensions utilisent 3 tri-câbles 225 kV mais pour transiter « seulement » 750 MW.

Tracés[5]

Les critères de recherche de tracés pris en compte par RTE sont les suivants :

- Pour la partie souterraine, un tracé essentiellement en domaine public afin d'éviter les parcelles agricoles à l'exception des franchissements (canal, Rhône, ouvrages d'art) nécessitant d'utiliser des parcelles privées.
- Pour la partie souterraine, un seul tracé pour les 3 liaisons de Feuillane – Jonquières et un seul tracé pour les 4 liaisons de Roquerousse – Jonquières, afin de limiter l'impact.
- Pour la partie aérienne, l'utilisation de couloir de lignes électriques existantes (réseau haute tension), pour limiter les impacts.

Composante 1 : Roquerousse – Feuillane

Pour la portion en liaison aérienne, le tracé proposé de la ligne aérienne 225kV à créer s'appuie, au nord, sur une liaison aérienne existante puis, au sud, sur route pour rejoindre Feuillane en souterrain. Il permet de :

- Suivre le couloir de lignes existantes ;
- Rejoindre et contourner la zone urbanisée de Miramas, avant d'atteindre les servitudes aéronautiques d'Istres ;
- Passer en technique souterraine une fois la zone de Miramas contournée au plus près de la N569.

D'autres alternatives envisageant un passage en souterrain plus au nord (au croisement de la D69) ont été abandonnées, le tronçon de 2 x 2 voies du contournement ouest de Miramas (N569) n'étant qu'une succession d'ouvrages d'art impraticables pour 4 liaisons souterraines.

[5] Les tracés ont été identifiés grâce à des outils cartographiques standards (carte ING, photos aériennes, …), ce qui limite la finesse d'identification des obstacles, de la présence de réseaux, notamment, et dans un temps limité. Aucun relevé topographique, aucune détection des réseaux souterrains (moyenne et basse tension électricité et gaz, eau, etc.) autre que ceux facilement accessibles (réseau de transport de gaz, hydrocarbures, produits chimiques), aucune investigation géophysique ou géotechnique n'ont été menés. Ainsi, les tracés présentés dans ce document ne peuvent être considérés à ce stade que comme *« indicatifs »*. Un tracé de ce type nécessite environ un an d'études pour pouvoir être fiabilisé.

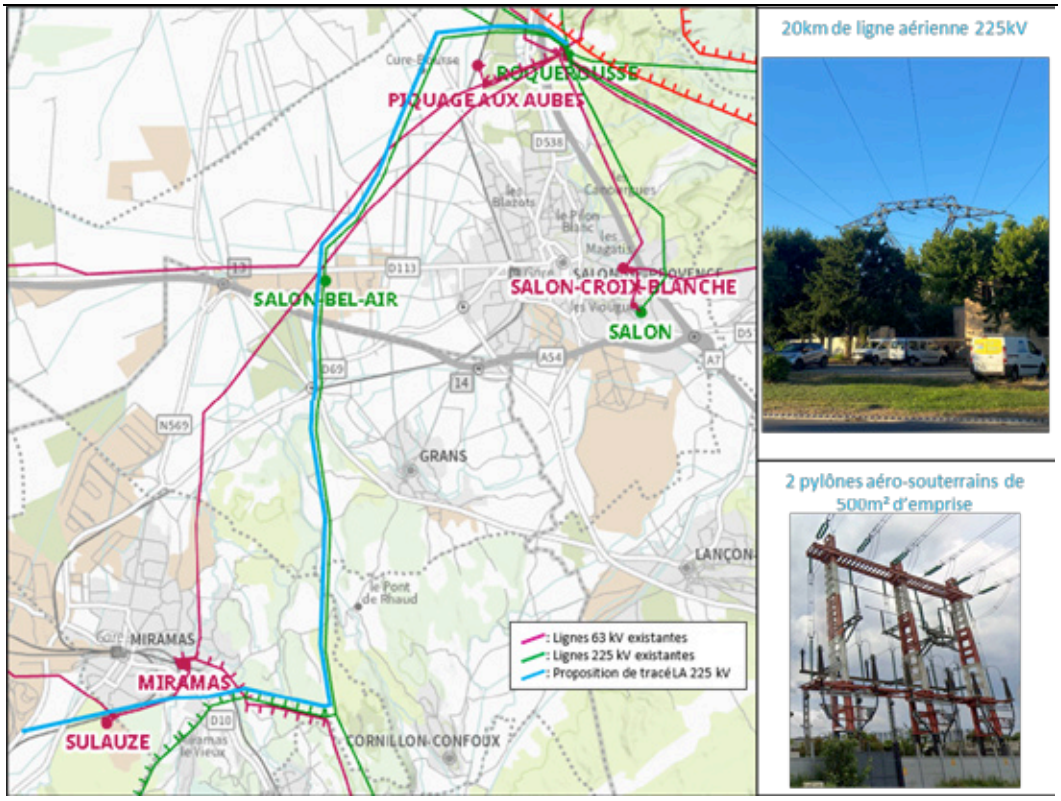


Figure 7 : tracé envisagé pour la portion aérienne de Roquerousse – Feuillane 225kV

Pour la portion en liaison souterraine, un tracé *« indicatif »* a été identifié. Il permet d'envisager une emprise de 11m20 sur toutes les routes en travaillant en demi-chaussée. Une dizaine de franchissements (petits canaux, canalisations, etc.) sont présents sur le tracé, sans toutefois nécessiter systématiquement des passages en sous-œuvre. Seule une étude de détail pourrait définir la solution technique.

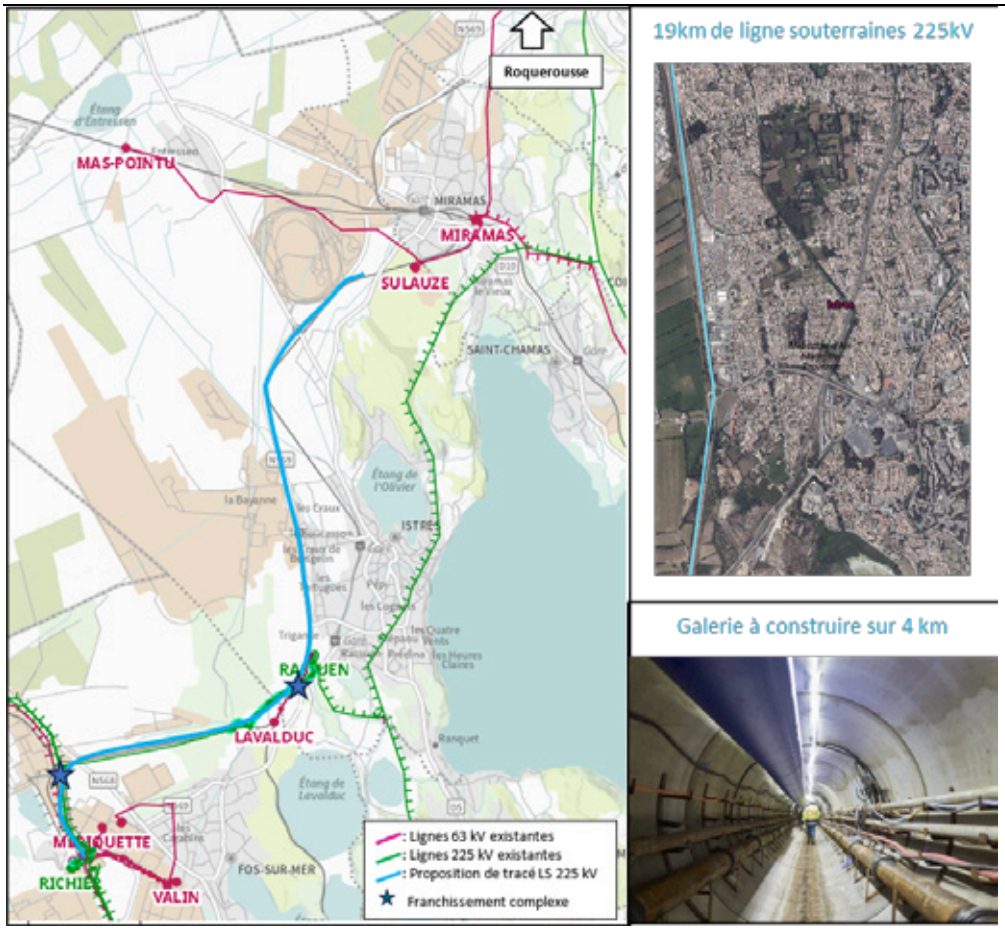


Figure 8 : tracé envisagé pour la portion souterraine de Roquerousse – Feuillane 225kV

Composante 2 : Feuillane – Jonquières

Le tracé *« indicatif »* identifié permet d'envisager une emprise travaux de 9m20 sur toutes les routes avec une fermeture totale de la circulation, même si la D999 semble étroite par endroits. En présence de liaison HTA, 12m20 sont nécessaires, ce qui nécessitera par endroits d'utiliser les bas-côtés en complément de la chaussée. De nombreux franchissements sont à prévoir avec une emprise de 40m.

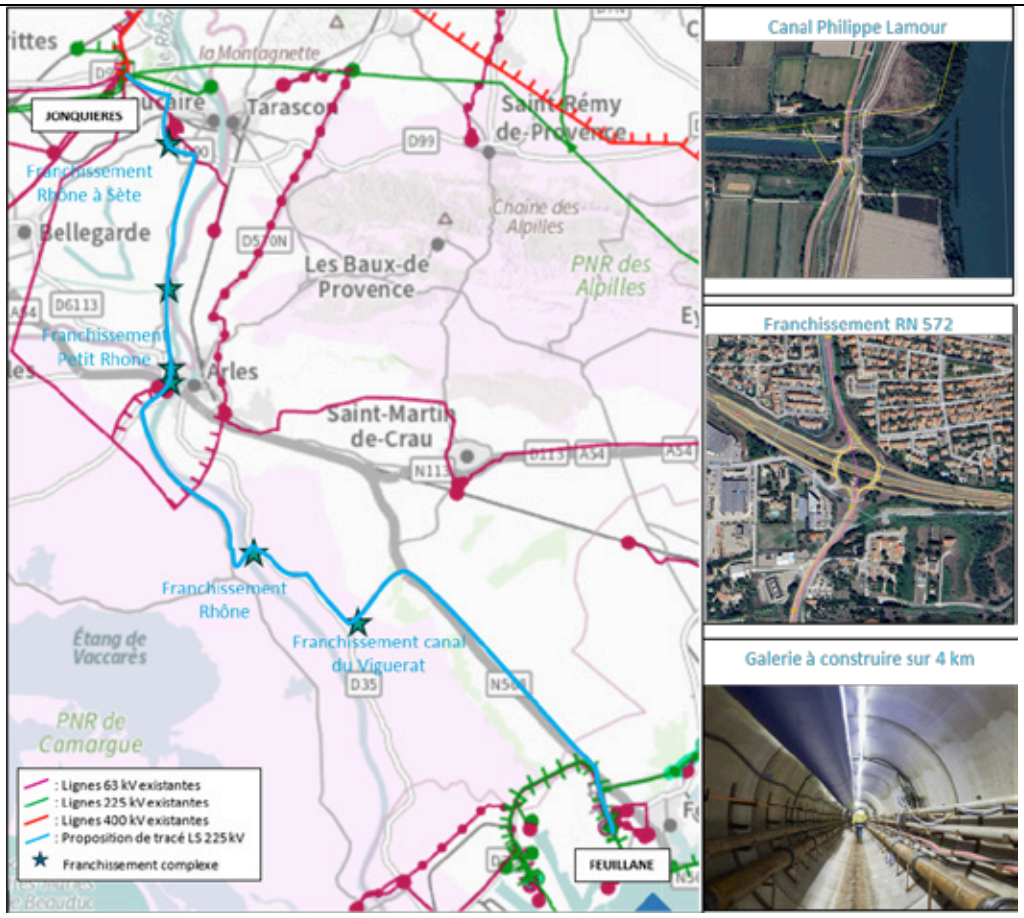


Figure 9 : tracé envisagé pour les liaisons souterraines Jonquières – Feuillane 225kV

Point particulier de la sortie du poste de Feuillane :

Le poste électrique de Feuillane est situé dans la zone industrielle de Fos-sur-Mer et l'encombrement des sous-sols par diverses conduites (gaz, hydrocarbures, produits chimiques) est très important.

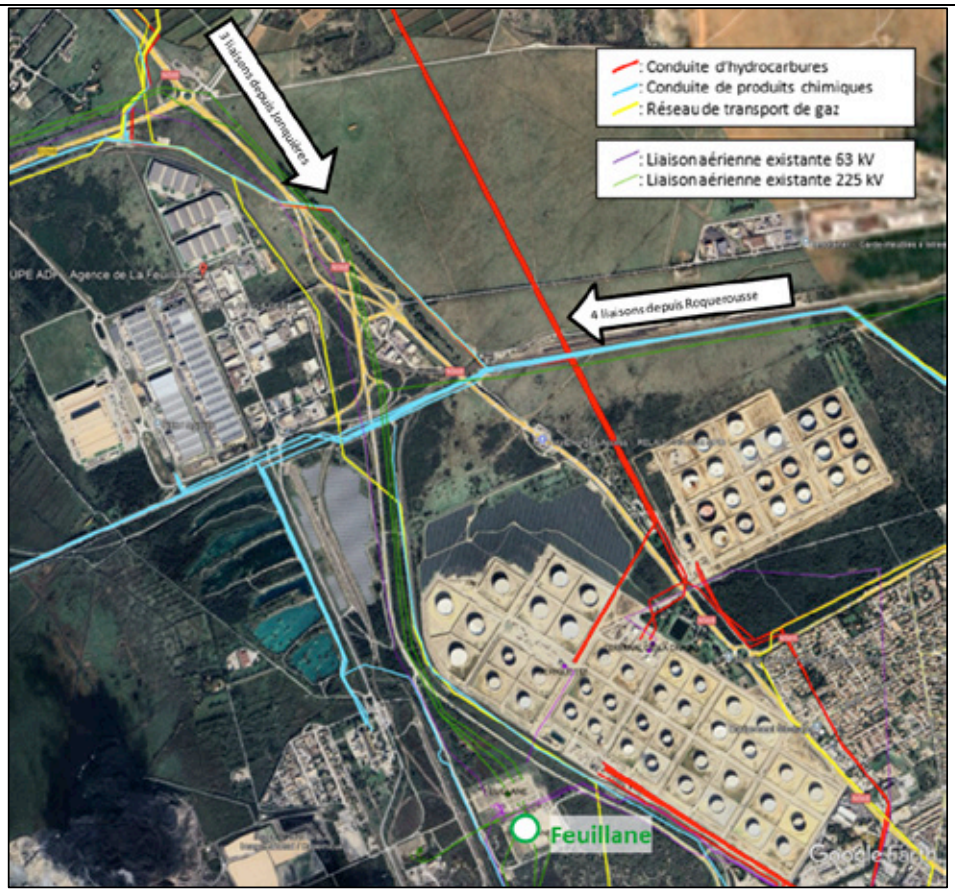


Figure 10 : encombrement à proximité du poste électrique de Feuillane

Or, la mise en œuvre des deux composantes requiert l'arrivée de 7 tri-câbles 225kV à Feuillane. La réalisation des travaux en technique traditionnelle souterraine est exclue du fait de l'encombrement des sous-sols, de l'emprise que supposeraient 7 tri-câbles et de la nécessité de réaliser plusieurs forages dirigés avec des écartements de 10m entre câbles, compte tenu des contraintes thermiques.

Une alternative pourrait être de réaliser les derniers kilomètres en aérien. Etant donné la densité du réseau aérien existant et la présence de sites industriels ne pouvant être surplombés, il n'est pas envisageable de positionner 2 liaisons depuis Roquerousse et 3 depuis Jonquières. Cela représenterait, à minima, 3 nouveaux couloirs de lignes aériennes. Une parade serait de construire un poste électrique 225kV en amont de l'arrivée à Feuillane et de rejoindre Feuillane en liaison aérienne 400kV.

A ce stade, l'hypothèse retenue pour l'arrivée dans le poste de Feuillane est la création d'une galerie d'environ 4 kilomètres susceptible d'accueillir les 7 liaisons et de franchir en une fois l'ensemble des obstacles mentionnés.

En cas de mise en œuvre du projet, la faisabilité de cette solution d'ingénierie et l'absence d'alternative plus rapide devront être les premiers points à faire l'objet d'études poussées.

Réserves sur la faisabilité technique

Réserve	Composante 1 Roquerousse –Feuillane	Composante 2 Feuillane – Jonquières
Réserve 1	En fonction de l'encombrement des sous-sols, nécessité de répartir les quatre tri-câbles sur 2 tracés.	En fonction de l'encombrement des sous-sols, nécessité d'ajouter un 4e tri-câble pour tenir le dimensionnement de 1000MW ou de répartir les trois tri-câbles sur 2 tracés.
Réserve 2	Délivrance et robustesse des autorisations d'un tracé aérien créant des surplombs d'habitations.	Emprise nécessaire de 3000 m² pour réaliser chacun des 6 forages dirigés sur une largeur de 40m chacun et résultats d'études de sol.
Réserve 3	Faisabilité de la création d'une galerie souterraine partant de Feuillane et remontant au nord.	
Réserve 4	Restriction de circulation des axes routiers empruntés durant les travaux (travail en demi-chaussée).	Fermeture à la circulation des axes routiers empruntés durant les travaux.

Modification des postes électriques existants

La mise en œuvre de la stratégie 225kV requiert des aménagements aux postes électriques de Feuillane, Jonquières et Roquerousse.

- L'installation de moyens de pilotage des flux : 3 transformateurs déphaseurs pour les liaisons Feuillane – Jonquières[6] et 2 pour les liaisons Roquerousse – Feuillane.
- L'installation de moyens de compensation : 7 selfs de 168 MVAR[7] pour compenser l'énergie réactive générée pas les liaisons souterraines.
- L'ajout de moyens de transformation à Jonquières et Roquerousse pour mettre à disposition la puissance sur le réseau 225kV : 1 auto-transformateur supplémentaire à Roquerousse et 1 auto-transformateur supplémentaire à Jonquières.

En conséquence, il serait nécessaire d'agrandir les postes existants pour accueillir ces nouveaux matériels ainsi que les 5 départs 225kV à créer pour les liaisons :

- Feuillane : extension de 1ha, avec des enjeux environnementaux.
- Roquerousse : extension de 1ha en complément de l'extension déjà mise en œuvre par RTE, sur du foncier dont il n'est pas propriétaire.
- Jonquières : extension de 2ha, sur du foncier agricole.

[6] Les Transformateurs Déphaseurs et les selfs peuvent être positionnés à Jonquières ou à Feuillane indifféremment vu du réseau. On prend l'hypothèse d'un besoin de dispositifs de shuntage « standard ».

[7] Chaque km de tri-câbles en 2500mm²CuOpt génère 4.39Mvar. Des selfs shunt sont nécessaires aux extrémités et leur nombre dépend du réactif à compenser, c'est-à-dire de la longueur des liaisons souterraines.

3. Délai de mise en œuvre

Les plannings des composantes 1 (Roquerousse – Feuillane) et 2 (Feuillane – Jonquières) supposent de reprendre toutes les études amont, techniques et environnementales, ainsi que les concertations pour redéterminer des fuseaux de moindre impact des deux composantes, qui seront à revalider par l'Etat.

De plus, ces plannings ne sont pas complètement indépendants, du fait d'un mode commun lié à la réalisation de la galerie souterraine sur les derniers kilomètres avant l'arrivée à Feuillane, qui conditionne la mise en service des deux composantes.

Outre ce mode commun, le chevauchement de certaines étapes (approvisionnement, travaux de génie civil, de déroulage et de réalisation des jonctions) ne pourra être évité avec des conséquences sur le planning global.

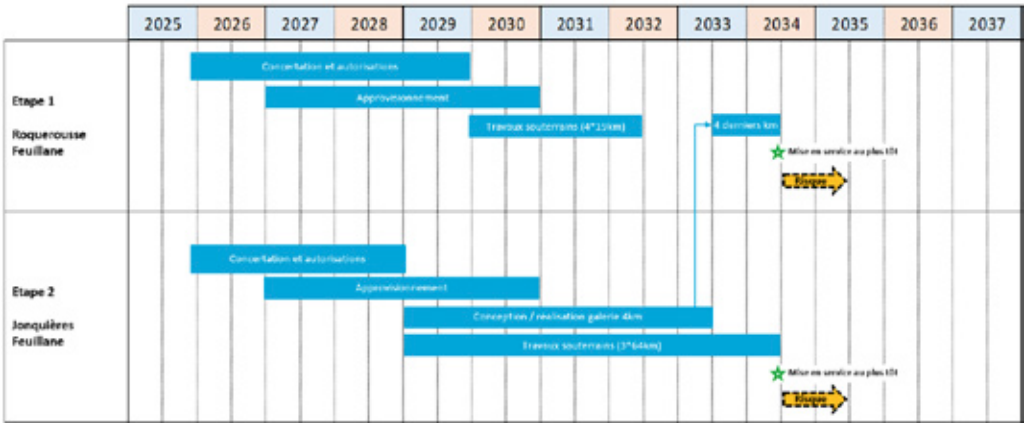


Figure 11 : planning global

Compte tenu du planning de mise en œuvre ci-dessus et du service rendu par cette stratégie (chapitre 1) :

- la capacité garantie de 1300 MW sur Fos-sur-Mer serait créée, au plus tôt, à partir de 2034 *[en vert dans le graphique ci-dessous] ;*
- une capacité supplémentaire de 1900 MW pourrait être mobilisée avec recours aux CCG, sans garantie de disponibilité *[en orange dans le graphique ci-dessous] ;*

Ainsi le besoin d'alimentation des nouvelles consommations, réestimé par l'Etat en mai 2025, ne serait que très partiellement satisfait *[en rouge dans le graphique ci-dessous]*.

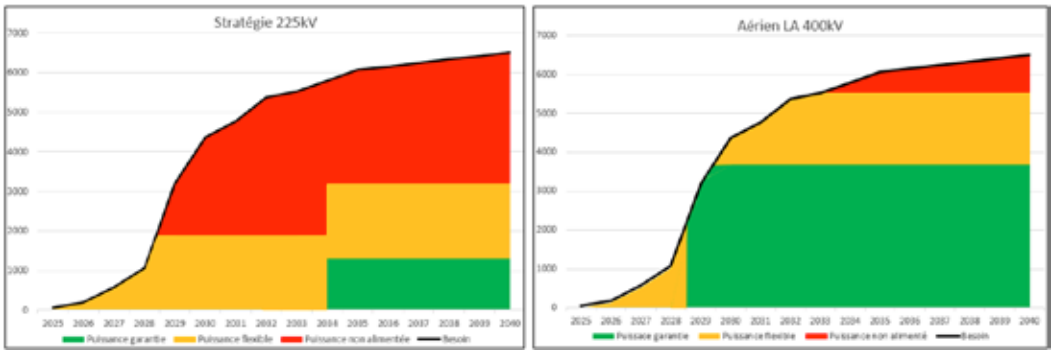


Figure 12 : évolution de la capacité d'accueil stratégie alternative 225kV et solution aérienne 400kV

Les plannings détaillés et leurs hypothèses principales sont annexés en annexes 2 et 3. Par rapport à ces plannings ambitieux, plusieurs évènements peuvent venir rallonger les délais :

Risques pouvant avoir un impact sur le planning	**Composante 1 Roquerousse – Feuillane 2034**	**Composante 2 Feuillane – Jonquières 2034**	**Solution aérienne 400kV 2029**
Concertation	[+1 an] Difficultés lors de la concertation sur les 20km de ligne aérienne, notamment liées aux surplombs et proximités d'habitations	[+ 1 an] Résultats des études de sols qui nécessiteraient de faire évoluer le tracé ou d'en faire un second.	
Autorisations *Risque difficilement évaluable du fait de l'absence d'études env sur les composantes 1 & 2*		[+1 an] Délai d'instruction de l'autorisation environnementale	Risque de non-obtention ou d'annulation des autorisations, notamment dérogation espèces protégées
Exigence de circulation routière durant les travaux	[+1 an] Interruption des travaux durant les périodes estivales pour maintenir la circulation	[+1 an] Interruption des travaux durant les périodes estivales pour maintenir la circulation	[+1 an] Calendrier écologique contraignant en matière de temporalité des travaux
Capacité à faire des entreprises travaux (génie civil et jonctions)	[+1 an] Capacité à faire des équipes travaux	[+1 an] Nombre d'équipes prévues non disponible	
Réalisation de la galerie	[-1 an / +1 an] Réalisation de la galerie : linéaire, foncier disponible, études géotechniques, aléas travaux.		
Fournisseurs	Le risque sur le chemin critique est faible même si le risque de décalage est important compte tenu des volumes concernés : - l'approvisionnement des câbles (804 km) occuperait 1 année de production des chaînes aujourd'hui qualifiées pour les besoins RTE. - l'approvisionnement des transformateurs déphaseurs (5) est hors norme au regard des volumes habituellement commandés par RTE.		
Foncier	[+1 an] Nécessité d'expropriation pour le foncier nécessaire à l'extension des postes et pour la galerie de 4km à Feuillane (puits et tréfonds).		

4. Impacts environnementaux

Champs électromagnétiques (CEM)

Dans ses différents avis, l'ANSES reconnait l'absence persistante de preuve sur un éventuel lien de causalité entre les CEM 50 Hz et des effets sur la santé humaine. L'ANSES reconnait cependant l'existence de certaines études scientifiques qui justifient l'application de mesures de précaution.

En matière d'urbanisme, l'ANSES a fait des propositions dont l'Etat s'est inspiré au travers de l'instruction ministérielle du 15 avril 2013 (dite « circulaire Batho ») qui recommande aux autorités compétentes, en matière d'urbanisme, d'éviter l'implantation de nouveaux établissements sensibles (hôpitaux, crèches, écoles maternelles, écoles primaires, etc.) dans des zones qui, situées à proximité de ligne à haute ou très haute tension, sont exposées à un champ magnétique supérieur à 1 µT.

Si nous retenons ce seuil d'exposition de 1µT afin de comparer différentes alternatives, **l'application du principe de précaution conduit à rechercher le projet qui permet de minimiser le nombre d'habitations et d'éviter les établissements sensibles.**

L'objet de ce chapitre est de déterminer successivement, pour chaque ouvrage :

- le **profil d'exposition** aux champs magnétiques en fonction de la distance à l'axe de l'ouvrage, dépendant principalement des caractéristiques électriques et géométriques de l'ouvrage ;
- une **largeur de bande** à l'intérieur de laquelle le niveau d'exposition est supérieur à 1µT ;
- le **nombre d'habitations et d'établissements sensibles** situés à l'intérieur de cette bande d'exposition (déterminé par une requête de croisement géographique) et pour la partie aérienne, le nombre de surplombs créés.

(Composante 1 Roquerousse – Feuillane) : Ligne aérienne 225 kV Roquerousse – Miramas double circuit, transit de 1250 MW

- **Profil d'exposition aux champs magnétiques** : le graphique suivant représente les valeurs maximales de champs magnétiques à proximité d'une ligne aérienne à deux circuits, avec des pylônes de type B1 (« Chat »), des faisceaux doubles de conducteurs de type aster 570mm^2 ayant une capacité de transit de 1250 MW. Ces valeurs maximales sont déterminées en milieu de portée et sont calculées pour l'intensité maximale en régime normal d'exploitation[8], autrement dit la valeur maximale de

[8] Comme précisé dans l'arrêté du 23 avril 2012, cette intensité correspond au « *régime de service permanent » de l'arrêté technique du 17 mai 2001 et tel que défini par la norme CENELEC EN 50341-1 « Lignes aériennes dépassant AC 1 kV » et ses aspects nationaux normatifs EN 50341-2-8* .

courant atteinte hors régime d'incident sur le réseau. Enfin, conformément aux normes de mesures[9], ces valeurs de champs sont données à 1 mètre du sol.

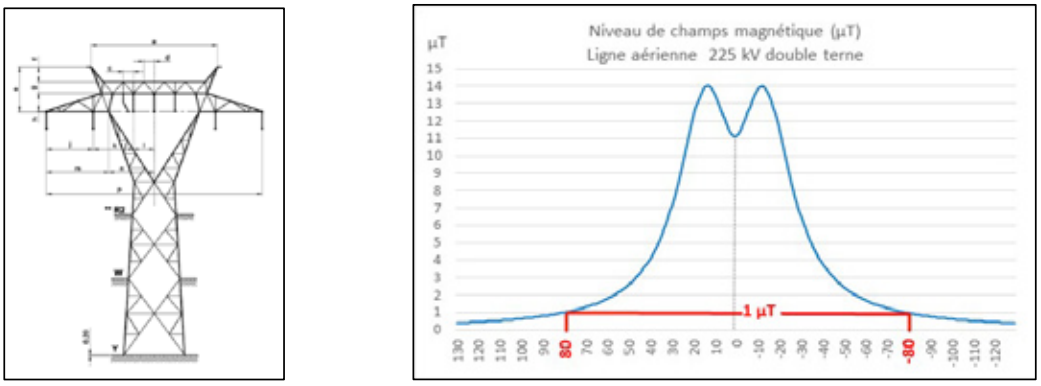


Figure 13 : Schéma type d'un pylône type B1 et Courbe de répartition des niveaux de champ autour de l'axe de la ligne.

- La valeur maximale d'exposition atteint 14 µT en surplomb du conducteur extérieur. La zone d'exposition à plus de 1µT est une **bande large de 80 mètres** de part et d'autre de l'ouvrage. Sur le tracé proposé, on dénombre **280 habitations** et aucun établissement sensible à l'intérieur de cette bande (à noter la présence d'une école maternelle à 130 mètres de l'axe de la future ligne). Dans cette bande, on dénombre la création **de 57 nouveaux surplombs** (implantée en parallèle de la ligne existante).

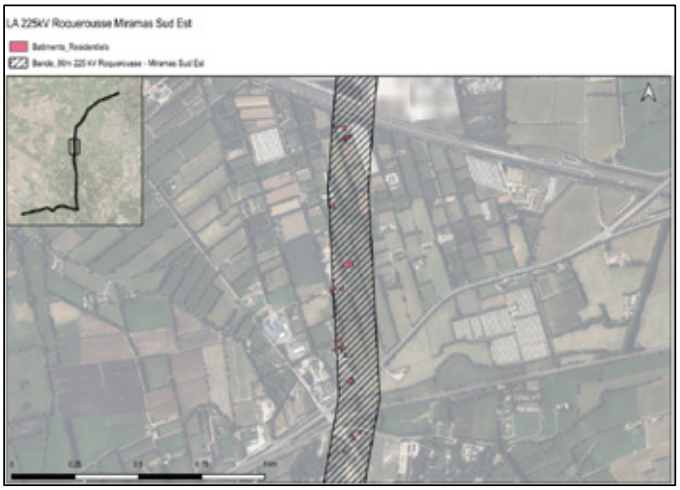


Figure 14: Illustration des habitations dénombrées dans la bande d'exposition au nord du tracé

<u>(Composante 1 Roquerousse – Feuillane) Liaison souterraine 225 kV Miramas – Feuillane - deux liaisons doubles, transit de 1250 MW :</u>

- **Profil d'exposition aux champs magnétiques** : le graphique suivant représente les valeurs maximales de champs magnétiques à proximité d'une liaison souterraine

[9] Normes CEI 61786, CEI 62110 et UTE C99-132

constituée de deux liaisons doubles de 2500 mm² cuivre optimisé, pose en trèfle espacées de 3 mètres, ayant une capacité de transit totale de 1250 MW. Ces valeurs maximales sont calculées en plein câble[10], pour l'intensité maximale en régime normal d'exploitation[11], autrement dit la valeur maximale de courant atteinte hors régime d'incident sur le réseau. Enfin, conformément aux normes de mesures[12], ces valeurs de champs sont données à 1 mètre du sol.

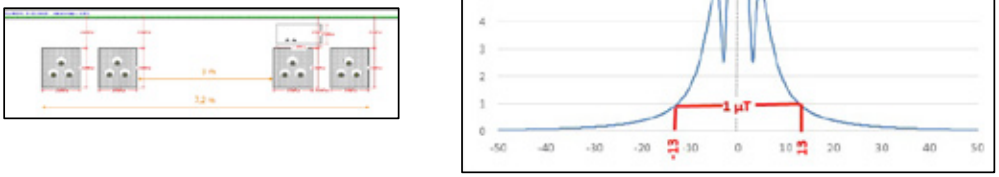


Figure 15: Coupe type des liaisons souterraines 225 kV (1250MW) et Courbe de répartition des niveaux de champ autour de l'axe de la ligne (axe de symétrie des 4 liaisons).

- La valeur maximale d'exposition atteint 8 µT au-dessus de l'axe de la liaison. La zone d'exposition à plus de 1µT est une **bande large de 13 mètres** de part et d'autre de l'ouvrage. On dénombre une habitation et aucun établissement sensible à l'intérieur de cette bande.

<u>(Composante 2 Feuillane – Jonquières) Liaison souterraine 225 kV Feuillane – Jonquières - liaison triple, transit de 1000MW :</u>

- **Profil d'exposition aux champs magnétiques** : le graphique suivant représente les valeurs maximales de champs magnétique à proximité d'une liaison souterraine constituée de trois liaisons de 2500 mm² cuivre optimisé, pose en trèfle, espacées de 4 mètres, ayant une capacité de transit totale de 1000 MW. Ces valeurs maximales sont calculées en plein câble[13], pour l'intensité maximale en régime normal d'exploitation[14], autrement dit la valeur maximale de courant atteinte hors

[10] L'exposition à proximité des chambres de jonction (configuration des câbles en nappe) est supérieure mais est localisée
[11] Comme précisé dans l'arrêté du 23 avril 2012, cette intensité correspond au « *régime de service permanent* » *de l'arrêté technique du 17 mai 2001 et tel que défini par la norme CENELEC EN 50341-1 « Lignes aériennes dépassant AC 1 kV » et ses aspects nationaux normatifs EN 50341-2-8* .

[12] Normes CEI 61786, CEI 62110 et UTE C99-132

[13] L'exposition à proximité des chambres de jonction (configuration des câbles en nappe) est supérieure mais est localisée
[14] Comme précisé dans l'arrêté du 23 avril 2012, cette intensité correspond au « *régime de service permanent* » *de l'arrêté technique du 17 mai 2001 et tel que défini par la norme CENELEC EN 50341-1 « Lignes aériennes dépassant AC 1 kV » et ses aspects nationaux normatifs EN 50341-2-8*.

régime d'incident sur le réseau. Enfin, conformément aux normes de mesures[15], ces valeurs de champs sont données à 1 mètre du sol.

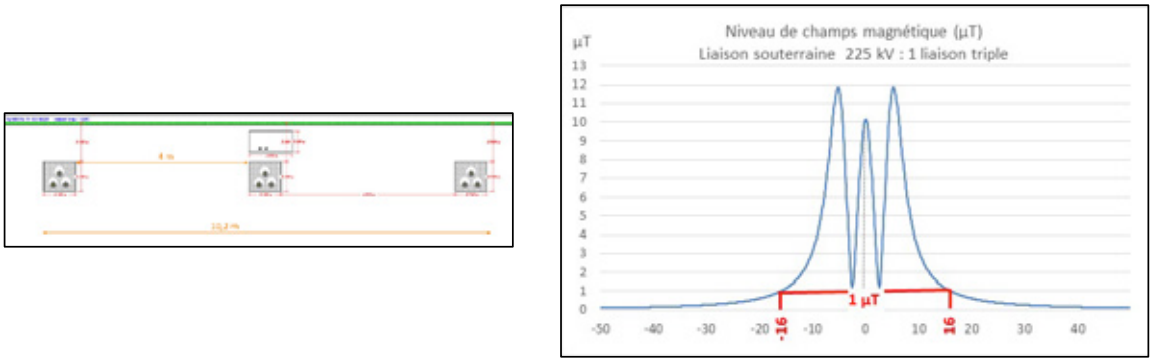


Figure 16: Coupe type des liaisons souterraines 225 kV (1050 MW) et Courbe de répartition des niveaux de champ autour de l'axe de la ligne (axe de symétrie des 3 liaisons).

- La valeur maximale d'exposition atteint 12 µT au-dessus des liaisons extérieures. La zone d'exposition à plus de 1µT est une **bande large de 16 mètres** de part et d'autre de l'axe de l'ouvrage. On dénombre **73 habitations** et aucun établissement sensible à l'intérieur de cette bande.



Figure 17:: Illustration des habitations dénombrées dans la bande d'exposition au nord du tracé

En synthèse, **la stratégie 225 kV étudiée implique 354 bâtiments à usage d'habitation exposés à plus de 1µT dont 57 surplombés par la ligne aérienne**.

Ligne	Consistance	Puissance	Largeur > 1µT	Nb habitations > 1µT	Nb habitations surplombées
LA Roquerousse Miramas	LA double 225 kV	1250 MW	80 m	280	57
LS Miramas Feuillane	2 x 2 LS 225 kV	1250 MW	13 m	1	
LS Jonquières Feuillane	3 x 1 LS 225 kV	1000 MW	16 m	73	
				354	57

[15] Normes CEI 61786, CEI 62110 et UTE C99-132

A titre de comparaison, la ligne aérienne 400 kV entre Feuillane et Jonquières, sur la base du tracé de DUP envisagé, implique **21 habitations exposées à plus de 1µT et aucun surplomb**.

Ligne	Consistance	Puissance	Largeur > 1µT	Nb habitations > 1µT	Nb habitations surplombées
LA Jonquières Feuillane	LA double 400 kV	4400 MW	120m	21	0

Impacts temporaires liés aux travaux

Les principaux impacts temporaires, liés aux travaux, sont :

- la gêne à la circulation ;
- les nuisances sonores ;
- la poussière ;
- les impacts hydrologiques ;
- la gêne aux exploitations agricoles.

La gêne à la circulation est de deux ordres. En premier lieu, l'implantation des liaisons souterraines sous voirie, compte tenu de la priorité donnée au planning et des largeurs des ouvrages imposées par les contraintes thermiques, supposera la fermeture des voiries empruntées pendant tout ou partie de la durée de travaux : fermeture complète pour la liaison souterraine Feuillane – Jonquières et fermeture partielle par demies chaussées pour la liaison Miramas – Feuillane (Composante 1 Roquerousse – Feuillane), qui sont des axes routiers très passants. Ces fermetures pourraient intervenir de façon concomitante selon la stratégie adoptée, ce qui amplifierait la gêne. Pour la ligne aérienne, le déroulage des conducteurs électriques au-dessus des routes passantes, des voies ferrées, etc. peut également entraîner la perturbation momentanée de la circulation.
En second lieu, ce type de chantier nécessitent la rotation de très nombreux camions (évacuation des remblais et livraison des matériels et matériaux). Ils empruntent les voiries restées ouvertes et interfèrent donc avec les utilisateurs habituels de ces routes. Cette gêne est susceptible d'affecter autant les habitants de la région pour leurs déplacements quotidiens que les touristes se rendant sur Arles et dans le Gard.

Par ailleurs, la réalisation des travaux peut être à l'origine de **nuisances sonores**. En particulier, les travaux de liaisons souterraines (tranchées, bétonnage des fourreaux, utilisation d'un vibreur, réalisation de passages en sous-œuvre, forages, fonçages, réfection du revêtement routier), lorsqu'ils sont réalisés en agglomération sont susceptibles de perturber la tranquillité des riverains. Il en est de même pour la réalisation des fondations de pylônes, le terrassement des postes, ainsi que le trafic induit par la rotation des camions déjà mentionnée. Cet impact est également présent en milieu naturel : le déplacement et l'action des engins entraînent des vibrations, du bruit ou des perturbations (mouvements, lumière artificielle) pouvant présenter des nuisances pour des espèces faunistiques (oiseaux, reptiles, etc.).

De plus, les engins utilisés lors de la phase chantier (camions, pelles mécaniques, grues, brise-roches, compresseurs, pompes, etc.) sont susceptibles de générer des émissions de gaz d'échappement, de **poussières** et de fumées diverses. Ces émissions sont difficilement quantifiables, mais ne constituent pas une source de danger pouvant entraîner un risque sanitaire pour les populations les plus proches.

Les travaux peuvent également perturber temporairement **le milieu hydrologique** : la création d'aménagements provisoires (pistes d'accès, plateformes de déroulage des câbles ou de mise en place des pylônes) est susceptible de modifier localement et temporairement les **écoulements superficiels d'eau**. Par ailleurs, certaines nappes phréatiques, de par leurs caractéristiques, peuvent présenter une sensibilité aux travaux de forages nécessaires pour la création des fondations des pylônes et pour le creusement de la galerie. Enfin, les forages dirigés nécessitent l'utilisation de **bentonite**, matériau naturel ne constituant pas en soi un risque pour l'environnement, mais dont les excédents qui s'écouleraient vers le réseau hydrographique pourraient être à l'origine d'une altération temporaire des cours d'eau par augmentation du taux de matières en suspension. De plus, les risques de pollutions des milieux lors des travaux, **pollutions accidentelles** par polluants chimiques (huiles, produits d'entretien, etc.) ou par apports de matières en suspension (particules fines) peuvent entraîner une altération biochimique des milieux, avec notamment des modifications de la qualité de l'eau des fossés qui jouxtent le chantier ou les pistes.

Les travaux pourraient également engendrer la modification, la dégradation physique ou la **destruction d'habitats d'espèces**, que ce soit pour les extensions de poste (Roquerousse en particulier), les bordures de route qui seront affectées par les aménagements provisoires compte tenu de la largeur d'emprise nécessaire, et éventuellement sur certains endroits de la ligne aérienne.

Enfin, les travaux peuvent induire **une gêne à l'exploitation agricole,** principalement pour la composante ligne aérienne et les extensions de poste : les accès aux parcelles à exploiter et aux prairies pour les animaux peuvent être temporairement modifiées. Les opérations du chantier (acheminement du matériel, réalisation des fondations, déroulage des câbles, etc.), peuvent entraîner des dommages aux cultures et aux sols : ils consistent le plus souvent en des traces, des ornières ou des piétinements, qui se traduisent suivant le cas par des pertes de récolte en cours, des déficits sur les récoltes suivantes et des frais de remise en état des sols. En accord avec les propriétaires et exploitants des parcelles concernées, RTE privilégiera les accès générant le moins de dégâts. Selon la sensibilité des sols, la mise en place de pistes provisoires ou l'utilisation d'engins adaptés est envisagée. Les dommages aux cultures et aux sols sont indemnisés à hauteur des préjudices causés conformément aux dispositions des protocoles établis avec la profession agricole. Il peut également arriver que des réseaux de drainage ou d'irrigation, des clôtures, des haies ou des chemins d'accès agricoles soient endommagés : ils seront alors remis en état.

Bilan matière

Le **bilan matière** de ces infrastructures serait conséquent :

- les 804 km de câbles souterrains nécessiteraient 18 000 tonnes de cuivre, sans compter les matériels bobinés (2 autotransformateurs, 5 transformateurs déphaseurs, 7 inductances).
- les 270 km de tranchées nécessiteraient 320 000 tonnes de béton, soit 2 700 camions toupies.
- les 240 km de conducteurs aériens nécessiteraient quant à eux 370 tonnes d'aluminium.
- les 50 pylônes environ 1250 tonnes d'acier et 10 000 tonnes de béton.

A titre de comparaison, le projet de ligne aérienne Feuillane Jonquières en 400 000 V consomme environ 2400 tonnes d'aluminium pour les conducteurs et environ 5200 tonnes d'acier et de l'ordre de 40 000 tonnes de béton pour les pylônes.

Impacts permanents liés à la présence des ouvrages

Les impacts permanents résultent principalement de la présence de la ligne aérienne et du poste, les liaisons souterraines sous voirie ayant peu d'impact. Ils concernent principalement le paysage, l'empreinte foncière, la gêne à l'exploitation agricole, l'avifaune.

Pour réduire l'impact sur **le paysage** de la ligne aérienne, le tracé longe autant que possible les lignes existantes 225kVRoquerousse – Salon Bel Air, Salon Bel Air Rassuen et la ligne 63kV Miramas – Mas Pointu. Ainsi, seuls 2,5 kilomètres sont en site vierge sur la vingtaine de kilomètres de la partie aérienne. La ligne serait néanmoins visible par de nombreux riverains (280 habitations à moins de 80 mètres dont 57 nouveaux surplombs). Les postes, constitués d'équipements industriels imposants (jusqu'à 20 mètres de haut), peuvent détonner dans un environnement naturel, agricole ou urbain : leur impact sera relatif, dans la mesure où il s'agit d'extension de postes existants. Des mesures d'insertion et l'indemnisation des riverains de la ligne aérienne pour le préjudice visuel pourraient être envisagées.

En termes d'emprise foncière :

- L'emprise de la ligne aérienne est de l'ordre de **4000m²**, qui correspond à la surface des embases des 50 pylônes (entre 65 et 100m² par pylône), sans artificialisation. La bande de terrain surplombée par les conducteurs est large de 30 mètres. La construction d'une ligne électrique n'implique pas d'expropriation, y compris à l'emplacement des pylônes, mais une **servitude** indemnisable de manière unique et forfaitaire pour le préjudice occasionné par la présence de l'ouvrage.

  La présence de la ligne électrique ne prive pas le propriétaire de l'usage de son terrain. La loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie stipule que l'établissement des lignes électriques ne peut pas faire obstacle au droit du propriétaire de se clore ou de bâtir. Des conventions portant reconnaissance de servitudes légales sont passées entre RTE et les propriétaires des parcelles traversées.

  De plus, tout au long de la durée de vie de l'ouvrage, une distance doit être observée entre les câbles conducteurs d'électricité et la végétation environnante afin d'éviter tout risque d'amorçage. Plus le niveau de tension est élevé, plus cette distance doit être grande. C'est pour cette raison que RTE organise des campagnes d'élagage, afin d'assurer la sécurité des biens et des personnes. Les servitudes d'utilité publiques reconnaissent à RTE le droit de *« couper les arbres et branches qui, se trouvant à proximité de l'emplacement des conducteurs aériens d'électricité, gênent leur pose ou pourraient, par leur mouvement ou leur chute, occasionner des courts-circuits ou des avaries aux ouvrages. »*

- L'emprise des liaisons souterraines est de **10 mètres de large** environ sur la totalité des longueurs des tracés. La construction des liaisons souterraines sous voiries est compatible avec leur usage routier et permet de s'affranchir de titre de servitudes : RTE est occupant de droit, mais précaire et révocable. Ainsi, le gestionnaire de la voirie peut demander le déplacement des liaisons aux frais de RTE si cela est dans l'intérêt du domaine public occupé. S'agissant de la galerie, RTE se porte acquéreur des terrains sur lesquels sont implantés les puits et des tréfonds (comme pour les terrains des postes ci-dessous).

- L'emprise des extensions de poste est évaluée à **4 hectares** : 1 hectare à Roquerousse (terrain naturel), 1 hectare à Feuillane, 2 hectares à Jonquières (terrain agricole). La construction ou l'extension de postes nécessite pour RTE **l'achat des terrains**. Un accord amiable avec les propriétaires est prioritairement recherché. Dans le cas où cet achat amiable n'est pas possible, l'obtention d'une Déclaration d'Utilité Publique au titre du code de l'expropriation est requise.

A titre de comparaison, l'emprise du projet de ligne aérienne 400 000 V Feuillane Jonquières est **inférieure à 2 hectares**, qui correspond à la surface des embases des pylônes (environ 180 pylônes de 100m^2 d'emprise) sans artificialisation. La bande de surplomb est de l'ordre de 40m de large. Aucune extension de poste n'est nécessaire.

S'agissant de l'impact sur l'**avifaune** : certains oiseaux, du fait des caractéristiques de leur vol, sont vulnérables au risque de choc accidentel avec les câbles électriques, s'ils perçoivent mal ou de manière trop tardive les lignes électriques et percutent les câbles.

De plus, l'électrocution est un risque qui concerne particulièrement les oiseaux de grande envergure. Ailes déployées, ces derniers risquent d'être en contact avec deux conducteurs électriques ou entre le conducteur et un pylône et donc de s'électrocuter.
L'implantation en parallèle de ligne existante réduit ce risque. De plus, pour les secteurs sensibles, les lignes peuvent être équipées de balises dont l'objectif est de rendre la ligne plus visible pour l'avifaune, afin que celle-ci puisse mieux anticiper son évitement.

S'agissant de l'impact sur **l'activité agricole**, l'établissement d'une ligne électrique aérienne sur des terres agricoles ne porte pas atteinte à l'unité foncière des exploitations car elle ne crée pas de « coupure » dans l'exploitation. En effet, la hauteur des câbles de la ligne aérienne garantit le libre passage des engins agricoles et les cultures peuvent être maintenues en-dessous. La contrainte principale sur l'activité agricole résulte de la présence des pylônes dans les parcelles. Cependant, la surface réellement neutralisée varie selon le type de culture et les techniques agricoles, les engins devant contourner les pylônes pour travailler.

Les dommages liés à l'implantation des pylônes sont dus :
- à la perte de récolte due à la neutralisation du sol à l'endroit et aux abords du pylône,
- à la perte de temps liée à l'obligation de contourner les zones neutralisées,
- aux frais d'entretien des surfaces neutralisées.

En règle générale, le surplomb ne cause pas de gêne à l'exploitation car la hauteur minimale réglementaire des câbles des lignes aériennes est relativement élevée. En terrain de culture,

l'article 24 de l'arrêté technique du 17 mai 2001 modifié impose une hauteur minimale de 8 mètres au-dessus du sol.

De la même façon, les cultures régionales (vigne, oliviers, arbres fruitiers, etc.) sont compatibles sous une ligne à haute tension dans la mesure où leur hauteur de ces cultures ne gêne pas l'exploitation de la ligne.

5. Estimation du coût de la stratégie 225kV

Le coût de la stratégie peut être estimé à 1Md€, se décomposant en :

- 260 M€ pour la composante 1 Roquerousse –Feuillane.
- 650 M€ pour la composante 2 Feuillane – Jonquières, en intégrant un risque d'un tri-câbles supplémentaire.
- 100 M€ pour la galerie souterraine à l'arrivée à Feuillane.

Cela représente un surcoût de 650 M€ par rapport à la solution aérienne 400kV Feuillane – Jonquières, soit 2,5 fois son coût. Le détail est présenté en annexe Annexe 6 – Evaluation du coût.

Au global, le coût du MW de capacité créée serait multiplié par 8.

	MW	Coût	k€/MW
Aérien	3700MW	350M€	95k€/MW
Stratégie 225kV	1300MW	1000M€	762k€/MW

Le financement de ce surcoût reposerait en partie sur les industriels, pouvant rendre leur raccordement à Fos-sur-Mer non compétitif par rapport à l'autre option. **A méthode de calcul de la quote-part équivalente, sur la base de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) existante, cela représenterait une quote-part à plus 1000k€/MW**, soit 9 fois le niveau actuel de la quote-part.

Une modification de ces règles de calcul s'imputant aux industriels nécessiterait une nouvelle délibération de la CRE et une surcharge proportionnelle pour RTE et le TURPE.

	Stratégie de référence	Stratégie alternative
Amont de Feuillane	175[16]	1000
Aval de Feuillane (Minéralier)	226	226
Coûts totaux à recouvrer	402	1226
Réfaction de 70% (M€)	**281**	**839**
Puissance éligible (MW)[17]**	**2500**	**800**
QP (k€/MW)	**113**	**1049**

[16] La quote-part n'intègre que le coût technique de l'ouvrage aérien à 400 kV, pas le coût des mesures environnementales d'insertion (mises en souterrain connexes notamment)
[17] Environ 500 MW ont été alloués avant la mise en place du dispositif de mutualisation et ne peuvent donc pas être soumis à la quote-part

Annexe 1 – Méthodologie de l'étude de réseau

L'étude de réseau a été réalisée dans un temps restreint comparativement aux délais standards de tous les types d'études de réseau conduit à effectuer des choix de simulation rapides et simplificateurs.

Elle prend en compte l'installation de dispositifs de régulation des flux électriques :

- Freinage du transit des ouvrages souterrains présentant une impédance faible ;
- Régulation du transit des ouvrages pour les exploiter à leur pleine capacité, ce qui conduit à une hypothèse de facteur de forme égal à 1 pour le dimensionnement en courant.

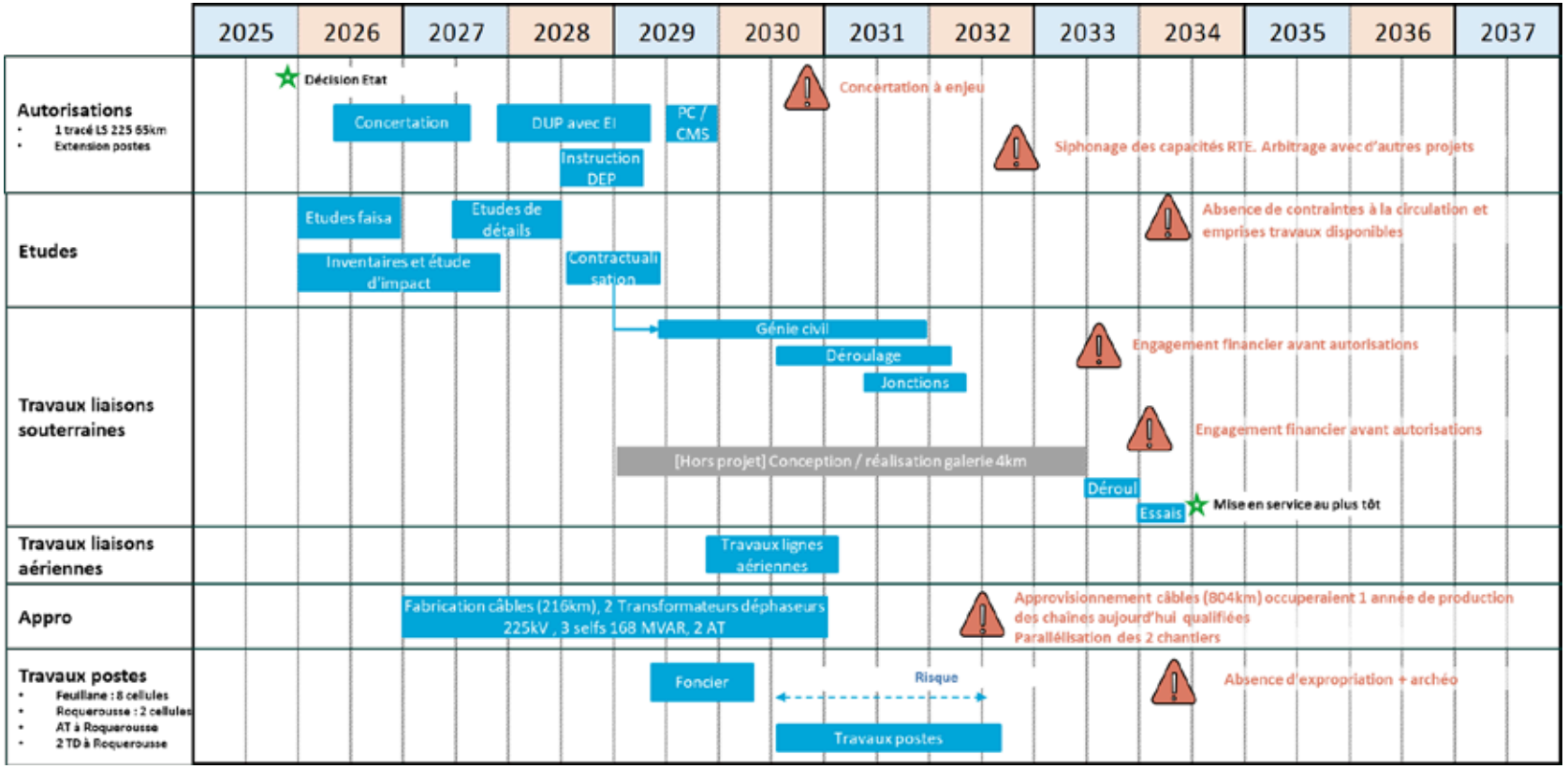
Elle a consisté en la configuration de deux situations déterministes, l'une en été et l'autre en hiver, avec la stratégie de réseau imaginée, et de calibrer celles-ci sur un jeu d'hypothèses cohérent avec les études évaluant la capacité d'accueil garantie à 3700 MW pour la solution aérienne.

En particulier, les CCG n'ont pas été prises en compte dans le calcul de la puissance garantie considérant que :

- Il n'existe aucune garantie qu'elles soient disponibles pour produire à un moment donné. A titre d'exemple, en juillet 2025, la région a connu une situation de plusieurs jours durant lesquels deux des quatre centrales étaient en maintenance et les deux autres en avarie.
- Il existe une forte probabilité qu'à terme ces centrales ne soient plus fonctionnelles. Les quatre centrales ont été mises en service respectivement en 2009 (Cycofos), 2010 (Combigolfe) et 2012 (deux groupes à Martigues-Ponteau).

Elles ont en revanche été prises en compte dans le calcul de la Capacité d'accueil flexible non garantie à Fos.

Annexe 2 – Planning composante 1 Roquerousse – Feuillane



Concertation / Autorisations	
Décision Etat	fin 2025
Concertation	Lancement concertation après les municipales. Concertation CNDP > 15km saisine consultative. Menée pour fin 2026. Présidentielles puis FMI mi 2027.
Evaluation enviro	Oui car LA > 15km.
DUP	DUP car LA à conventionner + extension de poste. FMI + 6 mois pour dépôt d'autorisation 12 mois instruction (non prise en compte MECDU).
Autorisation enviro	Non. Mais dérogation EP : en base car LA 225 + LS arrivée sur Feuillane en suivant la voie SNCF.
Autre	Consultation R323-25 : ex-APO.

Etudes	
Inventaires	12 mois. LA postes + endroit où on risque de sortir de la route
Etude de faisa	(encombrement, forage dirigé) . Un peu de topo, un peu de réseau. 1 an Christophe Reymond.
Etude de détail	1 an après validation du FMI.
Contractualisation	fin des études de détails. 9 mois de consultation / négo / avis de marché. Pour lancer la consult il faut les plans.

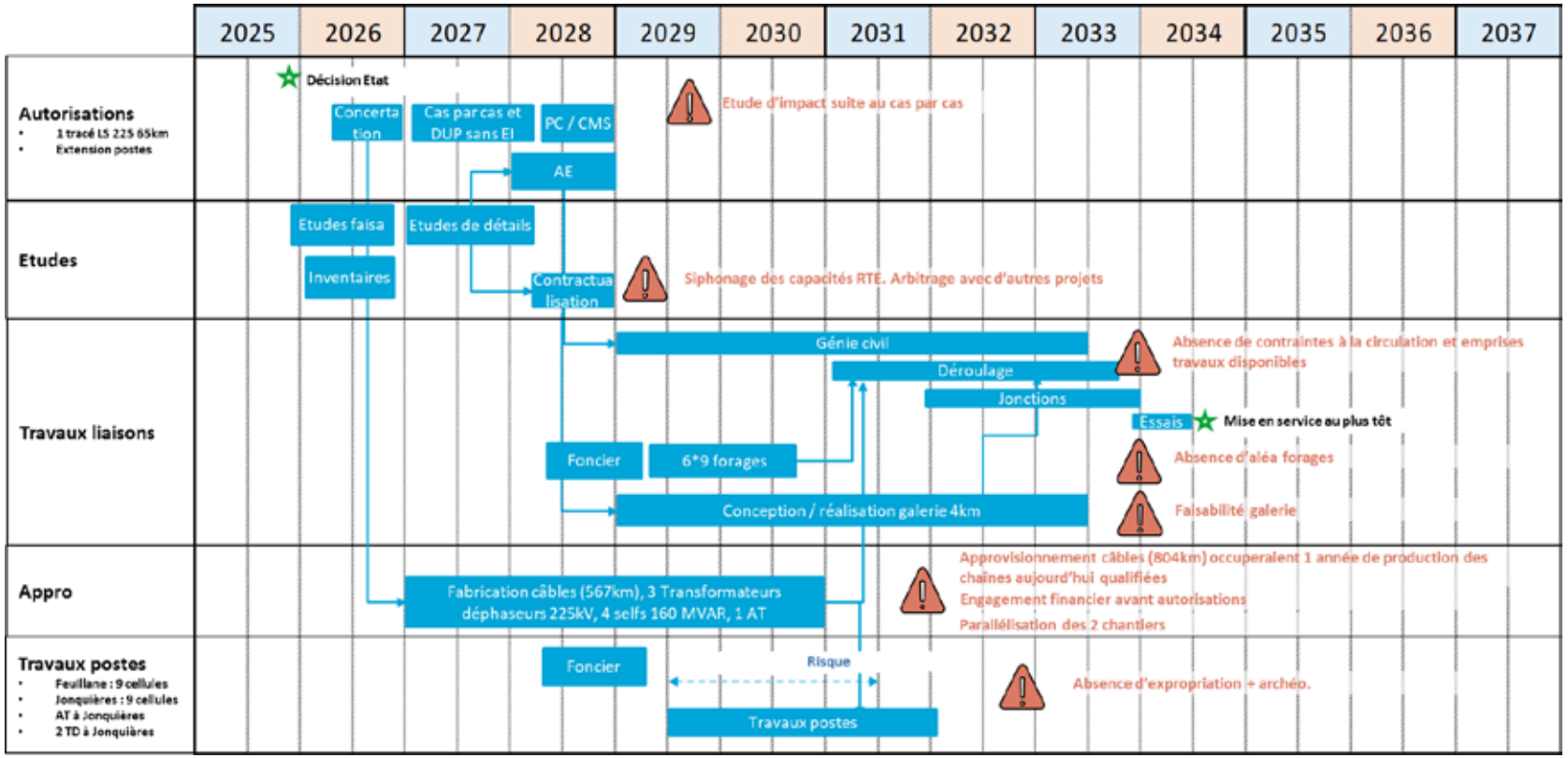
Appro	
Câbles	l'expression engageante, par les équipes projet et tous les trimestres, de leurs besoins à MADU – 21 mois. => Vu linéaire et besoin d'arbitrage, 4 ans
Self	4 ans entre commande et première MADU
TD	Entre 3 (asiatiques) et 5 (européens) ans
AT	

GC Roquerousse - Feuillane	
Linéaire	2 tranchées doubles sur 19km = 76km tranchées
Mode opératoire	On travaille sur un tronçon de 200m avec 4 ateliers : 50m ouverture, 50 fourreau, 50 bétonnage 50 remblais
Nombre d'équipes	3 GIE * 2 équipes = 6 équipes (4 – 6 personnes par équipe).
Hypothèse retenue planning	REX Saint Nazaire ou PEHD béton (REX CNER Cadence) : travail à la trancheuse + route fermée, inclus les déroiements. 100m / semaine / liaison. => 19 * 2 * 2 / 0,10 / 6 équipes = 2,5 ans.
Hypothèse alternative	Tableau CNER cadence. PVC Béton. 100m / semaine / liaison => 19 * 2 * 2 / 0,10 / 8 équipes = 2 ans.

Jonctions Roquerousse - Feuillane	
Nombre de jonctions triphasées	18*4 + 2*4 montages d'extrémités = 80 14m de long sur 2m de large
Mode opératoire	On réouvre la chaussée (si GC fait il y a longtemps), on ferme la route.
Cadence	2,5 semaines par jonctions par tricables par équipe en 225kV.
Nombre d'équipes	2 câbliers * 2 équipes = 4 équipes Nexans et Prysmian en 225kV.
Durée	2,5 semaines * 80 / 4 équipes = 50 semaines = 12 mois
Hypothèse retenue planning	1 an.

Tunnelier Feuillane	
Autorisation	Loi sur l'eau conditionne début travaux.
Etude	6 mois avant début travaux
Travaux	4 ans : Puits (1 an) ; Creusement : 2 ans (6m/jour REX MESILJO); Equipement puits second œuvre : 1 an.

Annexe 3 – Planning composante 2 Feuillane – Jonquières



Concertation / Autorisations	
Décision Etat	fin 2025
Concertation	Après les municipales. Objectif : valider un tracé sur la base d'une faisabilité.
Evaluation enviro	K par K : au titre de extension poste. 4 mois après fin concert. Hypothèse d'absence d'EI.
DUP	Poste : pour extension + puits tunnelier. Lignes. Domaine public à 100% mais Plateforme de déroulage + Forage dirigé : on va occuper de façon pérenne des propriétés privées.
Autorisation enviro	Oui. Loi sur l'eau (tunnelier) : pas d'EI avec étude d'incidence Dérog EP : en base. Endroit où l'on fait les forages + Plateforme de déroulage tous les km 3 mois constitution dossier + 9 mois instruction. Dépôt au moment. Loi sur l'eau : pompage / rejet galerie.
Autre	• Consultation R323-25 : ex-APO. • PC / CMS = CMS pour R323-25 consult loi ESSOC ex APO LS.

Etudes	
Inventaires	postes + endroit où on risque de sortir de la route (forage...). 12 mois
Etude de faisa	: (encombrement, forage dirigé) . Un peu de topo, un peu de réseau. 1 an Christophe Reymond. Saint Nazaire : on a lancé des études en parallèle de la concertation.
Etude de détail	15 mois an après validation du FMI. Sur AO 5 Bretagne (3 LS en parallèle sur (plutôt PEHD) sur 23km + 2km PVC), 18 mois pour v2.
Contractualisation	fin des études de détails. 9 mois de consultation / négo / avis de marché. Saint nazaire : envoi des consult en début d'année. Visite printemps. Négociation achats été. Résultat en septembre. Démarrage en novembre. Pour lancer la consult il faut les plans.

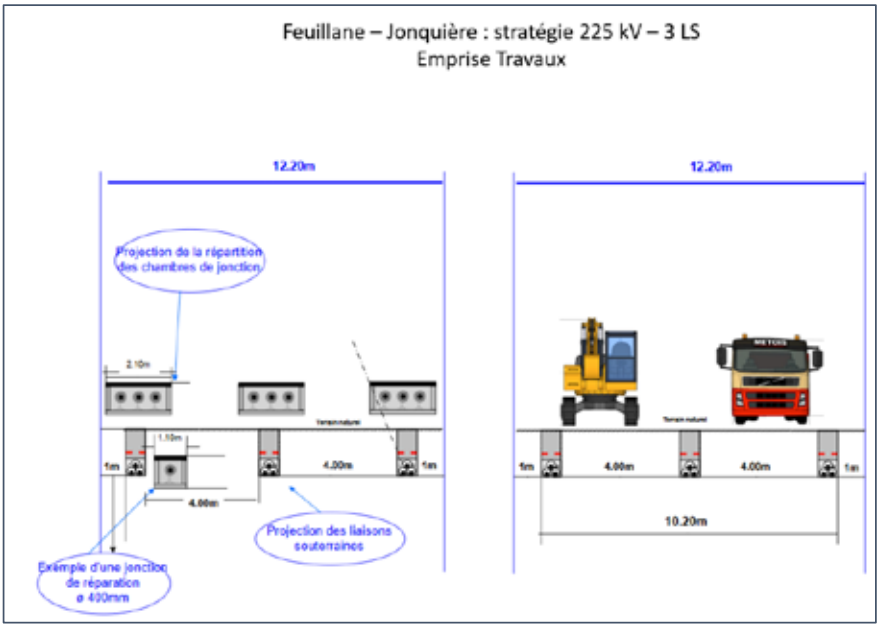
Appro	
Câbles	l'expression engageante, par les équipes projet et tous les trimestres, de leurs besoins à MADU – 21 mois. => Vu linéaire et besoin d'arbitrage, 4 ans
Self	4 ans entre commande et première MADU
TD	Entre 3 (asiatiques) et 5 (européens) ans
AT	

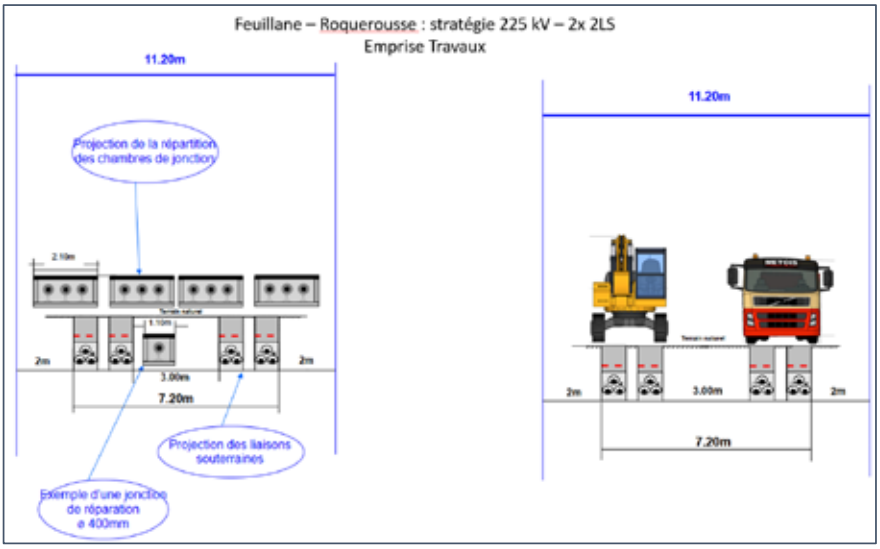
GC Jonquières - Feuillane	
Linéaire	3 tranchées sur 64km = 192km.
Mode opératoire	Trancheuse On travaille sur un troncon de 200m avec 4 ateliers : 50m ouverture, 50 fourreau, 50 bétonnage 50 remblais
Nombre d'équipes	4 GIE * 2 équipes = 6 équipes (4 – 6 personnes par équipe).
Hypothèse alternative	REX Saint Nazaire ou PEHD béton (REX CNER Cadence) : travail à la trancheuse + route fermée, inclus les dévoiements. 150m / semaine / liaison. -> 64 * 3 / 0,15 / 6 équipes = 4 ans.
Hypothèse retenue planning	Tableau CNER cadence. PVC Béton. 100m / semaine / liaison => 64 * 3 / 0,10 / 8 équipes = 4,5 ans.
Hypothèse alternative	Mail Cédric 17/7. 9 équipes (3 GIE avec 3 équipes chacun) : 3,5 ans. + 4 mois après fin du GC, on met en service. => 4 ans au total (vs 5 ans hypothèse prise).

Jonctions Jonquières - Feuillane	
Nombre de jonctions triphasées	62*3 = 186 + 2*3 montages d'extrémités. 14m de long sur 2m de large
Mode opératoire	On réouvre la chaussée (si GC fait il y a longtemps), on ferme la route.
Cadence	2,5 semaines par jonctions par tricables par équipe en 225kV.
Nombre d'équipes	2 câbliers * 2 équipes = 4 équipes Nexans et Prysmian en 225kV.
Durée	2,5 semaines * 64 * 3 / 4 équipes = 120 semaines = 27 mois
Hypothèse retenue planning	2 ans.

Tunnelier Feuillane	
Autorisation	Loi sur l'eau. Conditionne début travaux.
Etude	6 mois avant début travaux puits pour faire les études puits puis études galerie en temps masqué.
Travaux	4 ans : Puits (1 an) ; Creusement : 2 ans (6m/jour REX MESIL JO); Equipement puits second œuvre : 1 an.

Annexe 4 – Emprise travaux

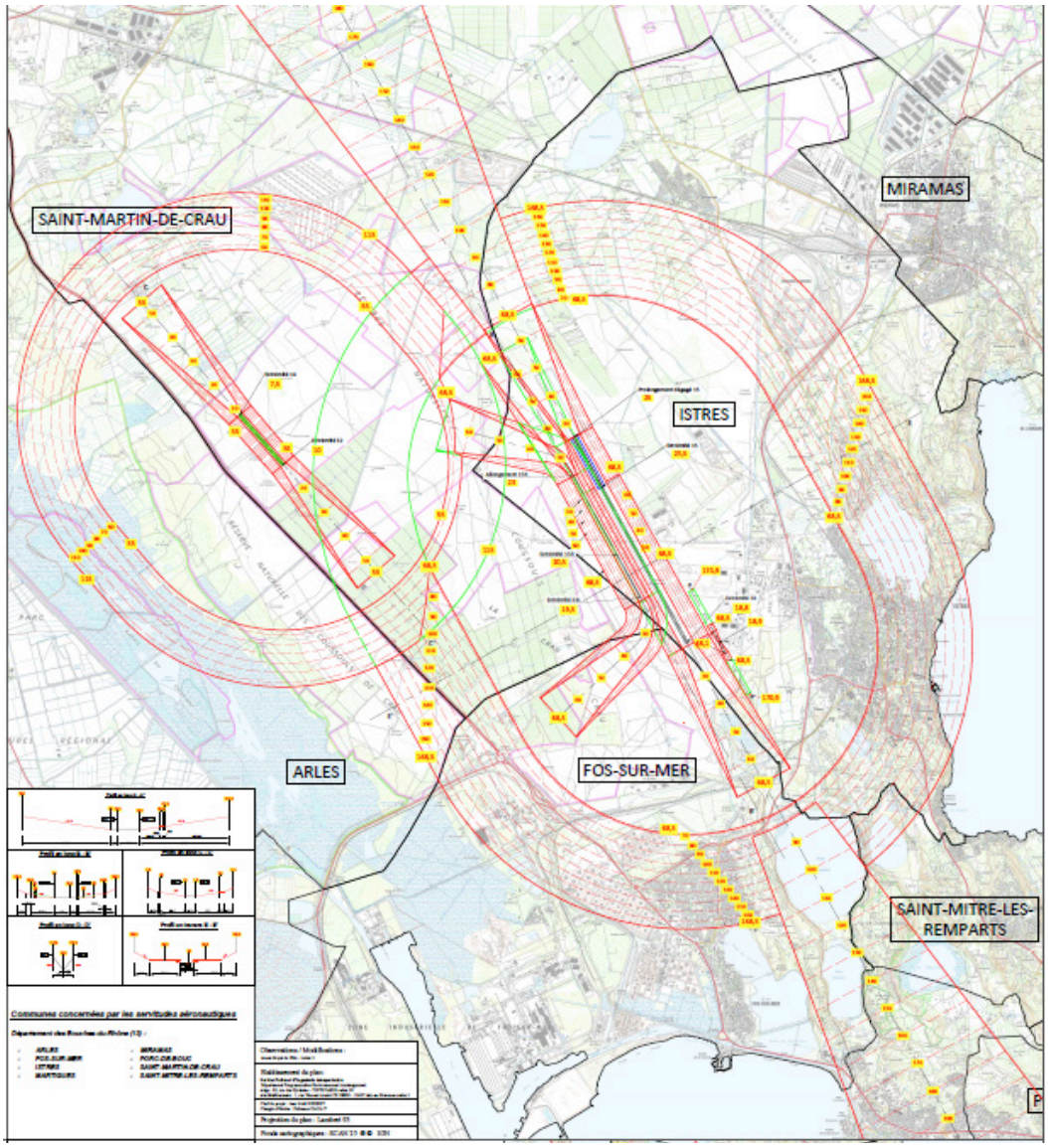






Terrassement et des fourreaux PVC | Bétonnage | Déroulage des câbles

Annexe 5 – Servitudes aéronautiques



Annexe 6 – Evaluation du coût

		Unité d'œuvre	cout unitaire	Coût
Etape 1 Roquerousse Feuillane	LA Roquerousse => Miramas 20km double ternes	20	2,0 M€/km	40M€
	Pylônes aérosouterrains	2	1M€	2M€
	LS Miramas => Feuillane (2*2 tricables * 19km)	76	2,0 M€/km	152M€
	Forages dirigés	0	0,80k€/m	0M€
	Poste Feuillane (2LS) + 1 self 168 MVAR	3	2,0 M€/cellule	6M€
	Poste Roquerousse (2 LA) + 1 self 168 MVAR	3	2,0 M€/cellule	6M€
	Transformateur Déphaseur	2	18 M€/TD	35M€
	Auto Transformateur 400/225kV	1	10 M€/AT	10M€
	SELF (323 MVAR => 2 selfs de 168MVAR)	2	6,0M€/self	12M€
Etape 2 Jonquières Feuillane	LS 225 Jonquières => Feuillane (3 tricables *64km)	192	2,0 M€/km	384M€
	Risque 4e tricable	63	1,8 M€/km	110M€
	6*3*3 forages dirigés monopolaire de 1000m. Ref Sa	54	0,8k€/m	43M€
	Poste Feuillane (3LS) + 3 self 168 MVAR	6	1,8 M€/cellule	11M€
	Poste Jonquières (3LS) + 2 self 168 MVAR	5	1,8 M€/cellule	9M€
	SELF (856 MVAR => 5 selfs de 168 MVAR)	5	6,0M€/self	30M€
	Auto Transformateur 400/225kV	1	10M€	10M€
	Transfo Déphaseur	3	18 M€/TD	53M€
Commun	Galerie sortie Feuillane : 7 tricables sur 4 km	4	25 M€/km	100M€
Total				**1012 M€**



Immeuble Window
7C Place du Dôme
92073 PARIS - LA DÉFENSE CEDEX
www.rte-france.com