



CentraleSupélec

Tierce expertise sur les solutions de renforcement de  
l'alimentation électrique de la zone industrialo-portuaire de Fos-  
sur-mer

(version du 23 mai 2025)

Marc Petit

# Table des matières

1	Préambule.....	6
2	Introduction.....	6
3	Le réseau électrique dans la zone de Fos/mer.....	7
4	Quelques fondamentaux des réseaux électriques.....	8
4.1	Structure des réseaux publics d'électricité.....	8
4.2	Les ouvrages ont des capacités de transport limitées.....	10
4.3	Principales distinctions entre une ligne aérienne et souterraine.....	10
4.3.1	Liaisons aériennes 400 kV.....	11
4.3.2	Liaisons souterraines.....	12
4.3.3	Caractéristiques électriques des lignes aériennes et souterraines.....	13
4.4	La circulation des flux de puissance dans un réseau maillé.....	13
4.5	Prendre en compte des schémas d'exploitation en 'N' et 'N-1'.....	14
4.6	Les origines de défaillances et les durées d'indisponibilité.....	14
4.7	L'utilisation du courant continu. Pourquoi ? quand ? comment ?.....	15
4.8	Les méthodes de dimensionnement.....	16
5	La situation électrique en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.....	16
5.1	La situation actuelle.....	16
5.1.1	Consommation et production en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.....	17
5.1.2	L'utilisation des CCG.....	18
5.1.3	Le niveau de soutirage à Boutre et Réaltor.....	21
5.2	Les perspectives.....	22
5.2.1	Evolutions de la consommation électrique.....	22
5.2.2	Quelles perspectives pour les CCG ?.....	23
5.2.3	L'éolien flottant en Méditerranée.....	24
5.3	Les besoins de renforcement.....	24
6	Les solutions à comparer.....	25
6.1	Les critères de comparaison.....	25
6.2	Les solutions aériennes.....	25
6.2.1	La solution aérienne 400 kV proposée par RTE.....	26
6.2.2	Le doublement de la ligne Tavel-Réaltor.....	32
6.2.3	Synthèse des solutions aériennes.....	33
6.3	Les solutions souterraines ou hybrides.....	34
6.3.1	Des limites à l'enfouissement.....	34
6.3.2	Solution 400 kV totalement souterraine.....	35
6.3.3	Les solutions 400 kV avec siphons.....	35
6.3.4	Synthèse des solutions avec siphons.....	42
6.4	Les solutions à base de technologie HVDC.....	45
6.4.1	Quelques généralités.....	45
6.4.2	Solution portée par le collectif THT 13/30.....	48

6.4.3	Analyse.....	50
7	Synthèse et analyse des solutions objet du cahier des charges.....	52
7.1	Rappel d'éléments sur la stratégie nationale de RTE pour l'évolution du réseau électrique.....	52
7.2	Points forts et points faibles des solutions étudiées.....	52
7.2.1	Ligne aérienne 400 kV (solution proposée par RTE).....	52
7.2.2	Ligne 400 kV aérienne avec siphons.....	53
7.2.3	Projet HVDC THT 13/30.....	53
8	Comparaison et conclusions.....	54
9	Annexes.....	55
9.1	Evaluation des besoins à Boutre et Réaltor.....	55
9.1.1	A partir des données historiques, et avec les CCG.....	56
9.1.2	A partir des données historiques, et sans les CCG.....	57
9.1.3	Synthèse des soutirages.....	59
9.2	Analyse des flux pour les solutions avec siphons.....	59
9.2.1	Siphon 3 + 3 km.....	59
9.2.2	Siphon 6 + 6 km.....	60
9.2.3	Siphon 6 + 10 km.....	61
9.3	Les flux échangés avec l'Espagne.....	61

## Liste des figures

Figure 1 : représentation du réseau électrique 225 kV (vert) et 400 kV (rouge) à l'entrée de la région PACA pour alimenter la zone de Fos/mer. Extrait d'une carte RTE (à gauche) et représentation simplifiée (à droite).....	7
Figure 2 : aperçu des trois couches du réseau de transport pour assurer le maillage d'une zone.....	9
Figure 3 : photo d'un pylône 400 kV de la ligne Aramon-Jonquières (pylône de type « Danube »).....	10
Figure 4 : description d'un câble de transport et mode de pose.....	11
Figure 5 : profil de production des 4 groupes CCG (année 2019). Données au pas horaire. Représentation du 1 <sup>er</sup> janvier au 31 décembre.....	18
Figure 6 : monotone de production des 4 groupes CCG (année 2019) et nombre de groupes en fonctionnement.....	18
Figure 7 : consommation nette de la région PACA (2019) qui représente principalement le soutirage depuis Tavel. Profil de puissance (bleu) et monotone (noir) sur une année, soit 17560 points demi-horaire.....	21
Figure 8 : niveau des demandes de raccordement reçues par RTE pour les 10 prochaines années.....	22
Figure 9 : réseau 400 kV bouclé selon la proposition de RTE.....	26
Figure 10 : exemple de répartition des flux sur le réseau bouclé, en configuration nominale .....	28
Figure 11 : évolution des capacités d'accueil disponibles en fonction des évolutions du réseau.....	30
Figure 12 : schéma simplifié d'un circuit 400kV avec deux siphons souterrains.....	35
Figure 13 : illustration simplifiée de l'installation des sectionneurs dans les postes simplifiés (les sectionneurs sont matérialisés par des rectangles bleus, et les selfs de compensations ne sont pas représentées ici).....	35
Figure 14 : ligne 400 kV avec siphons au Danemark.....	38
Figure 15 : évolution de la puissance sur l'axe Jonquières-Feuillane en fonction de la puissance des CCG. Configuration nominale du réseau, couverture de 99% des besoins.....	43
Figure 16 : aperçu des coûts comparés des 3 solutions avec deux siphons (source RTE).....	44
Figure 17 : quelques éléments pour évaluer la disponibilité de liaisons existantes en Europe du Nord (source ENTSOe).....	46
Figure 18 : photo de la station de conversion HVDC Nordlink en Allemagne.....	47
Figure 19 : représentation schématique de la solution proposée par THT 13/30.....	48
Figure 24 : consommation nette de la région PACA (2019) qui représente le soutirage depuis Tavel. Profil de puissance (bleu) et monotone (noir) sur une année, soit 17560 points demi-horaire.....	56
Figure 25 : consommation nette de la région PACA (2019) qui représenterait le soutirage à Tavel si les CCG n'avaient jamais été appelées.....	57

## Liste des tableaux

Tableau 1 : consommation et production d'énergie en région PACA.....	16
Tableau 2 : répartition moyenne de la consommation électrique par département et par secteur d'activité sur la période 2017 à 2022 (hors 2020).....	16
Tableau 3 : évolution des capacités de production installées en région PACA.....	16
Tableau 4 : nombre d'heures de fonctionnement annuel des groupes, et facteur de charge annuel (2019 à 2024).....	19
Tableau 5 : exemples de la répartition des flux sur le réseau bouclé pour une configuration nominale ('N') et 4 configurations dégradées ('N-1'). Couverture de 90% des besoins de soutirage à Tavel.....	27
Tableau 6 : exemples de la répartition des flux sur le réseau bouclé pour une configuration nominale ('N') et 4 configurations dégradées ('N-1'). Couverture de 99% des besoins de soutirage à Tavel.....	29
Tableau 7 : ordre de grandeur des coûts pour la mise en place d'une liaison aérienne avec siphon (Alberta Energy, année 2009).....	36
Tableau 8 : synthèse des besoins pour les configurations avec siphons (4 tri-câbles par circuit).....	42
Tableau 9 : comparaison des coûts des configurations avec siphon (selon données Alberta Energy).....	42
Tableau 10 : comparatif des flux de puissance entre la solution 100% aérienne et des solutions avec siphons.....	43
Tableau 11 : coût de quelques projets HVDC en Europe.....	46
Tableau 12 : tableau comparatif des solutions (rouge = faible, orange = moyen, jaune = bon, et vert = très bon).....	55
Tableau 13 : puissances caractéristiques des soutirages à Tavel pour cinq années.....	56
Tableau 14 : puissances caractéristiques des soutirages à Tavel pour cinq années si les CCG n'avaient jamais été appelées.....	57

## 1 Préambule

L'étude de tierce-expertise des solutions de renforcement de l'alimentation électrique de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-mer, objet de la présente note, a été réalisée par Monsieur Marc Petit, professeur à CentraleSupélec et directeur du département d'enseignement sur les systèmes d'énergie électrique et membre du laboratoire GeePs, en toute indépendance vis-à-vis de la société RTE.

CentraleSupélec, école d'ingénieur de renommée internationale, a mis en place un vaste réseau de partenariat avec des entreprises pour les activités liées à la formation des ingénieurs et à la recherche. Le secteur de l'énergie électrique est une composante importante des activités de formation et recherche de l'Ecole. A ce titre, la société RTE est un partenaire historique de l'école. RTE soutient (seul ou avec d'autres entreprises) deux chaires de recherche au sein de CentraleSupélec, l'une avec le laboratoire L2S (Signaux et Systèmes) et l'autre avec le laboratoire LGI (Génie industriel). Au titre de la formation, RTE est également partenaire d'une mention de 3<sup>ème</sup> année sur le thème des réseaux d'énergie.

Dans le cadre de ses activités de recherche au sein du laboratoire GeePs, Monsieur Marc Petit n'est pas partie prenante de ces deux chaires de recherche. Dans les dernières années, les activités partenariales entre RTE et le laboratoire GeePs ont porté sur des travaux en lien avec les câbles supraconducteurs (travaux amonts) auxquels il n'a pas pris part, et une étude – sous l'égide de la CRE – sur les coûts de participation des producteurs à des services de réglage de tension. Concernant l'enseignement, le partenariat entre RTE et CentraleSupélec permet à RTE de mieux se faire connaître auprès des élèves, et de proposer des projets aux étudiants dans le cadre de leur cursus de formation. Monsieur Marc Petit est co-responsable de la mention précédemment citée, mais sans que ce partenariat avec RTE n'induisse de relation de dépendance vis-à-vis de RTE.

Enfin, dans le cadre de la présente étude, CentraleSupélec assure n'avoir exercé aucune pression, ni d'ingérence dans les travaux que Monsieur Marc Petit a menés en toute indépendance et neutralité, et dans la plus grande confidentialité tel que demandé par la DREAL.

## 2 Introduction

Le présent document vise à conduire une tierce expertise concernant le projet de renforcement de l'alimentation électrique en zone Ouest de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur pour faire face à l'augmentation de la demande électrique dans cette région dans le cadre de la politique générale de décarbonation, au développement des Data Centers dans la zone Marseillaise et à l'évolution des usages de l'électricité (électrification des usages).

Dans le cadre des politiques de décarbonation de l'énergie et de réindustrialisation, le site de la ZIP de Fos est amené à subir de profondes transformations qui vont fortement augmenter le besoin de capacité pour faire face à la demande électrique de la zone.

Actuellement, les besoins en électricité à la pointe de la ZIP de Fos se situent autour de 900 MW. Ces besoins sont appelés à croître fortement sous l'effet de plusieurs facteurs :

- Décarbonation des industries existantes ;
- Réindustrialisation ;
- Développement de la filière H2 et des carburants de synthèse ;
- Electrification des navires à quai.

Les porteurs de ces différents projets ont soumis à RTE des demandes de raccordement à différents horizons temporels ce qui conduit aujourd'hui RTE à faire face à une file d'attente importante qui l'amène à renforcer l'alimentation électrique de la zone.

Le renforcement de l'alimentation de la ZIP permet également de palier une faiblesse liée à une structure radiale (non maillée) du réseau électrique 400 kV depuis le poste de TAVEL qui est le principal point d'entrée de l'alimentation électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Plus généralement, ce renforcement contribuera à sécuriser l'alimentation électrique de la région.

Pour ce renforcement du réseau, RTE prévoit différents travaux/renforcements sur des ouvrages existants, mais l'élément le plus important est le projet de construction d'une **ligne électrique aérienne 400 kV en technologie alternative (AC) à deux circuits entre les postes de Jonquières et Feuilane** distants d'environ 65 km. La construction de cette ligne permettrait de boucler le réseau 400 kV qui alimentera la ZIP (boucle Tavel-Jonquières-Réaltor-Roquerousse) ce qui améliorerait grandement la sécurité d'alimentation de cette zone industrielle de FOS et aussi de sécuriser l'alimentation sous Réaltor (Marseille en particulier).

Pour ce renforcement, et après études, RTE n'a pas retenu les solutions suivantes :

- Liaison souterraine 400 kV en technologie alternative ;
- Liaison aérienne 400 kV avec siphon souterrain 400 kV en technologie alternative ;
- Liaison souterraine en technologie continue (dite HVDC).

Le projet de ligne aérienne porté par RTE a fait l'objet d'une opposition organisée par le collectif THT 13/30 qui soutient à contrario la construction de deux liaisons HVDC (une terrestre entre Feuilane et Jonquière, et une sous-marine et terrestre entre Gaudière et Feuilane).

L'objet du présent rapport est :

- d'expertiser le rapport de RTE et les différentes solutions techniques identifiées à la date de la commande de la présente prestation ;
- de permettre au public, associations et différentes parties prenantes une meilleure compréhension de la situation et de son contexte technique, et d'éclairer l'arbitrage qui devra être fait par l'Etat sur recommandation du Préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

### 3 Le réseau électrique dans la zone de Fos/mer

Avant de rappeler un certain nombre de concepts fondamentaux relatifs aux réseaux électriques, regardons l'architecture du réseau qui permet d'alimenter la zone de Fos/mer (figure 1). Ce réseau présente une faiblesse intrinsèque liée à une structure radiale (non maillée) depuis le poste de TAVEL qui est le principal point d'entrée de l'alimentation électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Pour

faire face à l'augmentation de la consommation industrielle à Fos et de l'ensemble de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, il faut à la fois renforcer le réseau électrique (augmenter sa capacité d'acheminement) et améliorer sa robustesse en mettant en place un second axe d'alimentation (par exemple en fermant la boucle) pour assurer une continuité de service même à la suite d'un incident qui rendrait indisponible une partie du réseau.

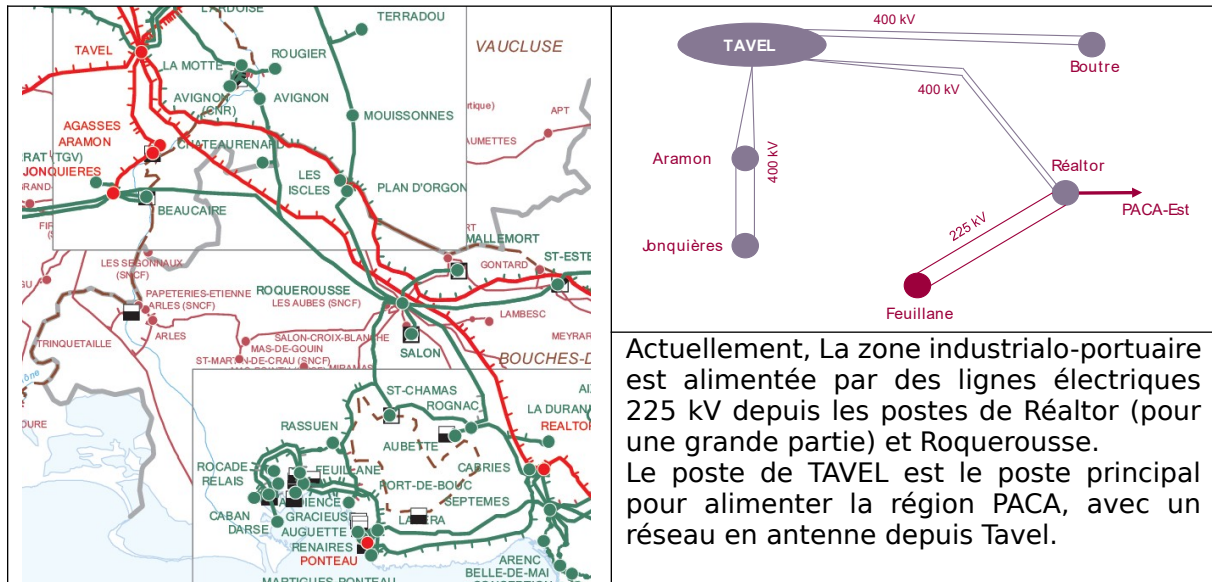


Figure 1 : représentation du réseau électrique 225 kV (vert) et 400 kV (rouge) à l'entrée de la région PACA pour alimenter la zone de Fos/mer. Extrait d'une carte RTE (à gauche) et représentation simplifiée (à droite).

## 4 Quelques fondamentaux des réseaux électriques

Afin de cerner les enjeux et la complexité de ce projet de renforcement, il apparaît nécessaire de rappeler quelques éléments fondamentaux du fonctionnement des réseaux électriques et de leurs modes d'opération. Dans cette partie nous ne traiterons pas des questions liées à l'équilibre global instantané entre la production et la consommation. Les points sur lesquels nous souhaitons attirer l'attention sont :

- La structure des réseaux : les distinctions entre réseau maillé ou radial
- Les ouvrages ont des capacités de transport limitées
- Les principales distinctions entre une ligne aérienne et souterraine
- La circulation des flux de puissance dans un réseau maillé
- La prise en compte des schémas d'exploitation en 'N' et 'N-1'
- Les origines de défaillances et les durées d'indisponibilité
- L'utilisation du courant continu. Pourquoi ? quand ? comment ?
- Les méthodes de dimensionnement

### 4.1 Structure des réseaux publics d'électricité

Les infrastructures du réseau public d'électricité sont communément séparées en réseaux de transport d'électricité (géré par un gestionnaire de réseau de transport, RTE en France), et réseau de distribution d'électricité (géré par un gestionnaire de réseau de distribution, ENEDIS et des entreprises locales en France).

En France le réseau de transport est organisé en trois niveaux de tension pour constituer un système à plusieurs couches :

- Le réseau 400 kV, qualifié d'autoroutes de l'électricité ou réseau de grand transport. Il est interconnecté à l'échelle européenne, et permet de raccorder les grosses unités de production (puissances > 250 MW, par exemple les centrales nucléaires ou centrales thermiques),
- Le réseau 225 kV, qui est connecté au réseau 400 kV via des postes électriques (dits postes 400 kV / 225 kV). Ce réseau permet de raccorder de la production de taille inférieure (50 à 250 MW), des gros consommateurs industriels, et il fait le lien avec le réseau de niveau inférieur,
- Le réseau régional dit de répartition dont le niveau de tension est 63 kV ou 90 kV selon les zones du territoire. Ce réseau permet de raccorder de la production de taille plus petite (15 à 50 MW), des consommateurs industriels, et il fait le lien avec les réseaux de distribution moyenne tension via des « postes source ».

Pour leur part, les réseaux de distribution sont structurés en deux niveaux :

- Les réseaux moyenne tension (principalement à 20 kV) qui alimentent les petits consommateurs industriels, les réseaux basse tension, et qui raccordent les unités de production décentralisées (parc éolien ou photovoltaïque de moins de 15 MW),
- Les réseaux basse tension (400 V en triphasé et 230 V pour les clients monophasés) qui raccordent les petits clients et les petites installations de production (<250 kW) telles que des ombrières solaires en parking ou des installations solaires individuelles.

L'organisation du réseau en plusieurs niveaux de tension vise à assurer un acheminement dans les meilleures conditions technico-économique. Plus les puissances à transiter sont importantes, plus on augmente le niveau de tension, car à puissance donnée l'utilisation d'une tension plus élevée permet de réduire le courant qui transite (de manière simplifiée,  $Puissance = tension * courant$ ) et donc de réduire les pertes joules (qui sont proportionnelles au carré du courant). Mais comme le coût des ouvrages augmente lorsque la tension augmente, il existe un optimum économique. En Europe, le niveau de tension le plus élevé est 400 kV et il n'y a pas de raison de monter plus haut mais d'autres pays ont des tensions jusqu'à 500 kV, 750kV (Canada) ou 800 kV (Chine). Par ailleurs, il faut avoir à l'esprit que plus la tension est faible plus la puissance qui peut être transitée diminue.

Il existe également une distinction fondamentale entre les réseaux de transport et de distribution.

- Les réseaux de transport ont une structure maillée (comme un grillage, d'où le terme anglais *grid* qui est utilisé) ou bouclé (figure 2). De manière simple, cette structure permet d'avoir plusieurs chemins pour aller d'un point A à un point B. Si un chemin n'est plus disponible suite à un incident, il en reste au moins un autre, ce qui permet de garantir une continuité de service (selon les cas il peut être nécessaire de réduire malgré tout la puissance). Les trois niveaux de tension se complètent pour assurer un maillage suffisamment fin du territoire avant la dernière étape assurée par les réseaux de distribution. Le réseau 400 kV donne des grosses mailles solides, le réseau 225 kV réduit la taille des mailles mais plus fines, puis les réseaux 63 kV ou 90 kV. Il faut noter qu'une simple boucle apporte moins de robustesse (résilience) qu'un

véritable maillage puisque, pour un nœud dans un réseau maillé, il existe au moins 3 « chemins d'accès »).

- Les réseaux de distribution ont une structure radiale ou arborescente. Tel un arbre, il n'existe qu'un seul chemin pour aller d'un point A à un point B. La continuité de service est donc intrinsèquement moindre en cas de défaut sur un ouvrage, mais c'est la manière la plus économique d'alimenter les clients finaux.

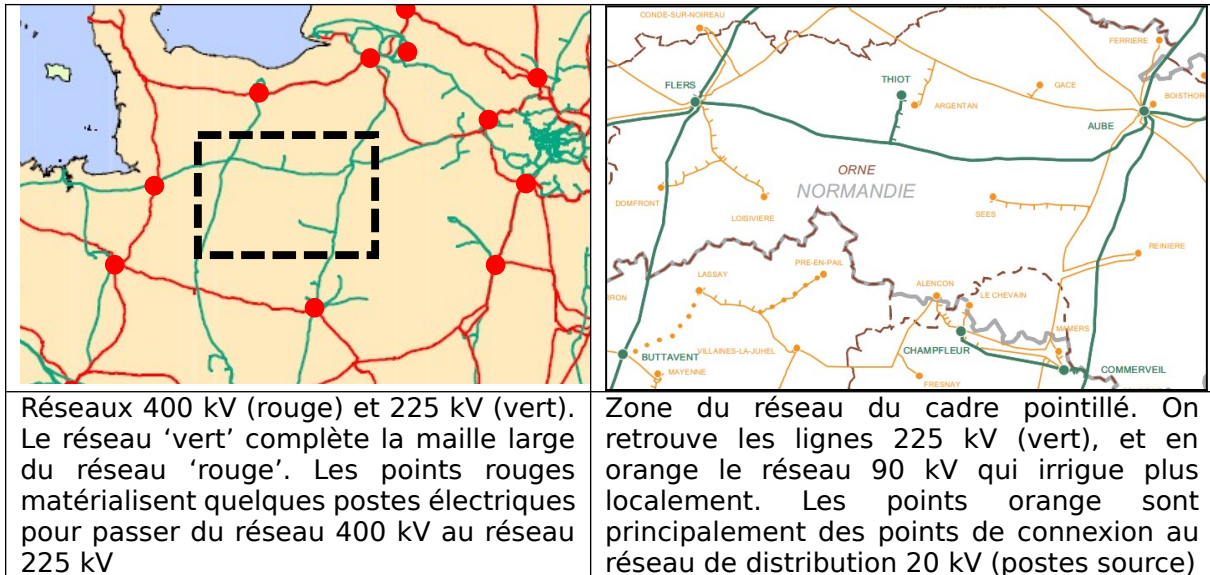


Figure 2 : aperçu des trois couches du réseau de transport pour assurer le maillage d'une zone.

#### 4.2 Les ouvrages ont des capacités de transport limitées

Un réseau électrique est constitué d'ouvrages dont la partie la plus visible sont les lignes électriques aériennes. Mais les points névralgiques sont les postes électriques avec des transformateurs qui assurent le passage d'un niveau de tension vers un autre.

Les infrastructures électriques ont des durées de vie très longues (30, 40, 50 ans voir plus). C'est possible car elles sont exploitées dans le respect de leurs valeurs de dimensionnement. En effet, chaque infrastructure est capable de faire transiter une certaine quantité de puissance dans la limite d'une température maximale d'exploitation. L'échauffement d'un ouvrage est lié aux pertes (dont la grosse part ou la totalité correspond à des pertes joule qui dépendent du courant qui circule, donc de la puissance). Lorsque la température ambiante est plus élevée, le courant qui circule devra être réduit pour respecter une température maximale de fonctionnement. Usuellement on définissait des limites de courant 'été' et 'hiver', mais désormais il devient possible de fixer des limites plus fines qui tiennent compte de la température ambiante réelle.

Les phénomènes thermiques sont généralement lents ce qui fait que si le courant augmente subitement, la température de l'ouvrage peut mettre plusieurs minutes ou dizaines de minutes à monter (c'est similaire à l'inertie d'une maison qui se refroidit lentement lorsque l'hiver arrive). Cette caractéristique peut permettre de tolérer des surcharges (un courant supérieur à la limite autorisée) temporaires.

### 4.3 Principales distinctions entre une ligne aérienne et souterraine

Les liaisons électriques peuvent être réalisées de deux manières :

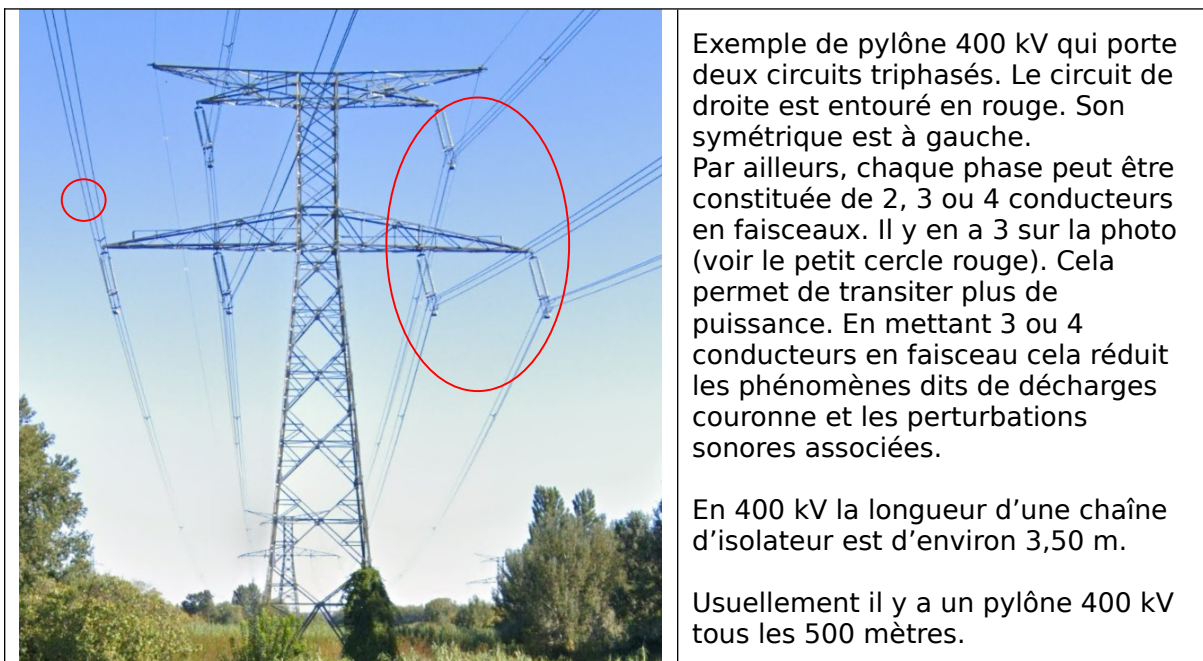
- en technologie aérienne, avec des pylônes (ou poteaux) et des conducteurs nus maintenus par des chaînes d'isolateur (plus la tension est élevée, plus la chaîne est longue),
- en technologie souterraine, avec des câbles enfouis dans le sol à une profondeur de 80 cm à 2 m voire 3m.

#### 4.3.1 Liaisons aériennes 400 kV

En 400 kV, les lignes aériennes sont constituées de pylônes qui portent classiquement 2 circuits triphasés (figure 3). Chacun de ces circuits triphasés peut être mis sous tension (pour faire passer de la puissance) ou hors tension (pour interrompre le passage de la puissance) en fonction de la gestion optimale recherchée pour le réseau (voir plus loin la discussion sur les flux de puissance). La mise sous (ou hors) tension s'effectue en commandant des disjoncteurs placés dans les postes électriques aux extrémités de la ligne (par exemple à Tavel et Réaltor).

Pour les réseaux 400 kV, chaque phase peut être constituée de 2, 3 ou 4 conducteurs nus en faisceaux. En considérant une valeur usuelle de 1000 A pour le courant maximum (environ 10% de plus l'hiver et -10% l'été), cela donne pour chaque circuit une puissance de dimensionnement de l'ordre de 1300 MW, 2200 MW ou 2900 MW. Dans le cas de la ligne de la figure 3, elle est dimensionnée pour transiter environ 2\*2200 MW.

L'origine de la limitation en courant pour une ligne aérienne est une question d'échauffement (section 1.2). Plus particulièrement, en s'échauffant les conducteurs se dilatent d'où une réduction de la distance entre la flèche de la ligne et le sol. Or il faut maintenir une distance minimale de sécurité (au moins par rapport à des engins agricoles). Donc il faut limiter l'échauffement pour limiter la dilatation, ce qui induit une limitation du courant ! Dès lors, pour augmenter la capacité de transit d'une ligne, on peut envisager de la faire passer de 2 à 3 ou 4 conducteurs en faisceaux. Ajouter des conducteurs nécessite de s'assurer que la structure



Exemple de pylône 400 kV qui porte deux circuits triphasés. Le circuit de droite est entouré en rouge. Son symétrique est à gauche.

Par ailleurs, chaque phase peut être constituée de 2, 3 ou 4 conducteurs en faisceaux. Il y en a 3 sur la photo (voir le petit cercle rouge). Cela permet de transiter plus de puissance. En mettant 3 ou 4 conducteurs en faisceau cela réduit les phénomènes dits de décharges couronne et les perturbations sonores associées.

En 400 kV la longueur d'une chaîne d'isolateur est d'environ 3,50 m.

Usuellement il y a un pylône 400 kV tous les 500 mètres.

Figure 3 : photo d'un pylône 400 kV de la ligne Aramon-Jonquières (pylône de type « Danube »)

mécanique d'accroche le permet (en particulier les chaînes d'isolateurs). Si ce n'est pas le cas, il faut renforcer le pylône. Une autre solution consiste à remplacer les conducteurs par des conducteurs à faible dilatation. A nombre de conducteurs constant, cela permet d'augmenter jusqu'à 80% le courant admissible.

#### 4.3.2 Liaisons souterraines

La structure physique d'un câble souterrain est beaucoup plus complexe que celle d'un conducteur nu aérien. Ici on ne parlera que des câbles pour le réseau de transport. Un câble est une sorte de cylindre multi-couches (figure 4) dont les principales sont (de l'intérieur vers l'extérieur) : l'âme (qui conduit le courant), l'isolant électrique, l'écran (qui est relié à la terre, selon différentes méthodes qui impactent le niveau de courant admissible), et la gaine de protection extérieure. Le niveau de courant admissible<sup>1</sup> d'un câble dépend de plusieurs facteurs dont les principaux sont liés à la facilité d'évacuation des calories liées aux pertes joule pour respecter entre autres une température maximale d'exploitation au niveau de l'isolant (afin d'éviter un vieillissement accéléré). Ces facteurs sont entre autres : la profondeur de pose, l'espacement entre les tri-câbles s'il y en a plusieurs, la résistivité thermique du sol, le mode de pose (nappe ou trèfle), le mode de mise à la terre des écrans, pose en remblai ou en galerie, et la température maximale d'exploitation (les isolants des câbles peuvent souvent supporter jusqu'à 90°C).

Aujourd'hui l'enfouissement est principalement pratiqué sur les réseaux de distribution (20 kV et 400 V) et 63 kV ou 90 kV pour la création de nouvelles lignes ou le remplacement de certaines lignes existantes. A fin 2024, les taux d'enfouissement des réseaux 63 kV (et 90 kV), 20 kV sont respectivement de 10 %, 54 %.

En termes de logistique, les câbles à usage de liaisons terrestre sont enroulés sur des tourets. Selon la taille et la masse du câble il y a une longueur maximale qui peut être enroulée sur un touret. Par exemple, pour un câble 400 kV, la masse est

1 <https://www.tfkabely.cz/wp-content/uploads/High-and-extra-high-voltage-cables.pdf>

d'environ 40 kg/m, avec 1 km de câble sur un touret (soit 40 tonnes). La pose d'un câble sur plusieurs kilomètres impose donc de réaliser des jonctions (cela engendre des coûts et du temps de travail) tous les kilomètres pour connecter les morceaux de câbles entre eux. A titre de comparaison, pour des liaisons aériennes, le sujet se

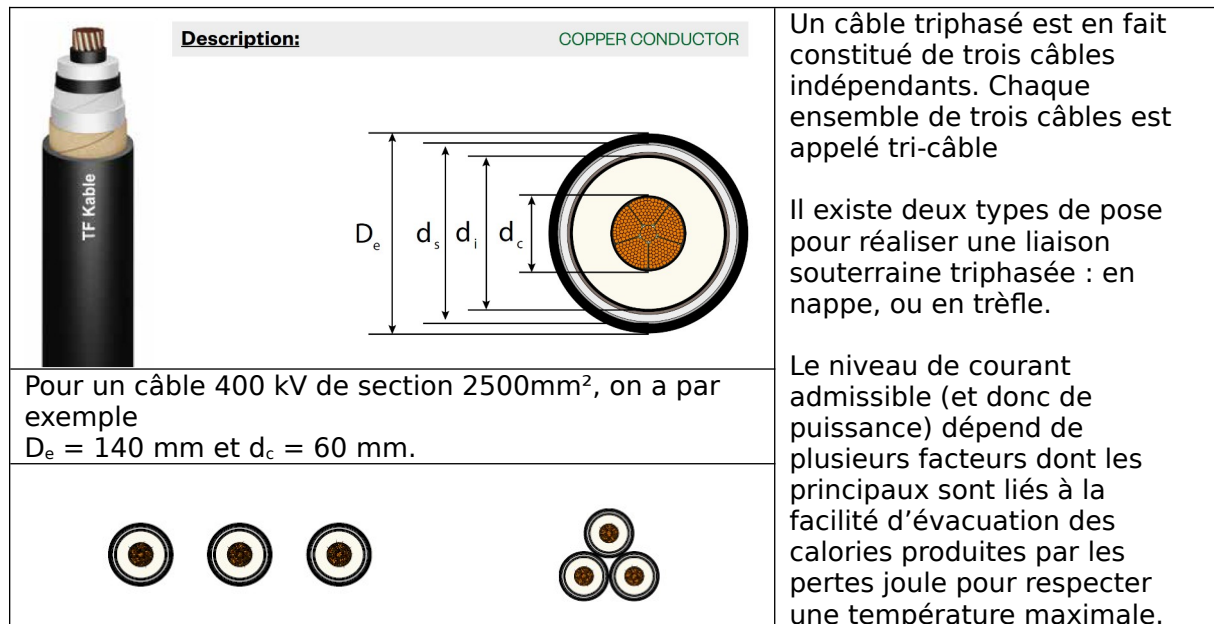


Figure 4 : description d'un câble de transport et mode de pose.

pose différemment même s'il existe aussi une longueur maximale de conducteur à dérouler. La gestion est significativement simplifiée en combinant des pylônes avec des chaînes d'isolateurs de suspension (comme sur la figure 3) et d'autres avec des chaînes d'isolateurs d'ancrage.

La pose d'une liaison souterraine impose également un certain nombre de contraintes de nature électrotechnique pour assurer un fonctionnement fiable du réseau. Elles seront mentionnées plus loin.

Au final, et surtout pour les très hautes tensions, compte-tenu des contraintes de pose et des contraintes électrotechniques, le coût d'une liaison souterraine est plus élevé que celui de la liaison aérienne équivalente, surtout lorsque les niveaux de tension augmentent. Pour ces liaisons, les travaux de génie civil peuvent représenter plus de la moitié des coûts.

#### 4.3.3 Caractéristiques électriques des lignes aériennes et souterraines

Une ligne électrique qu'elle soit aérienne ou souterraine met en jeu trois comportements chacun d'eux étant caractérisé par un paramètre électrique.

- Une résistivité électrique due au matériau conducteur utilisé (du cuivre ou de l'aluminium) pour véhiculer le courant. Cela donne donc lieu à une résistance par unité de longueur (notée R) qui est à l'origine des pertes joule ;
- Un comportement inductif (comme une bobine magnétique) caractéristique de tout circuit électrique parcouru par un courant qui crée un champ magnétique dans son environnement. Cela donne donc lieu à une réactance par unité de longueur (notée X) ;

- Un comportement capacitif (comme un condensateur) qui est mis en évidence entre deux éléments qui ne sont pas en contact direct mais avec existence d'une tension électrique entre les deux (par exemple l'âme et l'écran d'un câble souterrain, ou entre un conducteur aérien et le sol). Cela donne donc lieu à une capacité par unité de longueur (notée C) ;

Chaque liaison électrique, aérienne ou souterraine, sera caractérisée par sa valeur de X et C. Du point de vue du réseau électrique, et de la présente étude, ces deux valeurs joueront un rôle important respectivement pour l'aiguillage des flux de puissance dans un réseau maillé ou bouclé (X), et pour les limitations liées à l'utilisation de câbles souterrains (C).

Lorsqu'il s'agit d'étudier l'enfouissement d'une ligne aérienne, l'élément clé est lié au fait qu'un câble souterrain présente une capacité par unité de longueur qui est au moins 20 fois plus grande qu'une ligne aérienne.

Pour une ligne qui peut être en partie assimilée à un condensateur, l'existence d'une tension alternative à 50 Hz conduit à la circulation d'un courant électrique qui vient charger puis décharger ce condensateur à chaque période de 20 millisecondes (soit 50 cycles par seconde). Ce courant (dit courant capacitif) s'ajoute à un courant dit « utile » qui permet de transporter la puissance électrique qui sera transformée en travail (process industriel) ou chaleur utile (pour chauffer une pièce via un radiateur ou un ballon d'eau chaude). Ce courant capacitif est aussi à l'origine d'une puissance réactive qui peut conduire à des montées de la tension au-delà des limites réglementaires, ce qui peut amener l'exploitant du réseau à utiliser les dispositifs de compensation qu'on appelle des selfs de compensation.

#### 4.4 La circulation des flux de puissance dans un réseau maillé

La question de la circulation des flux de puissance dans un réseau maillé est extrêmement importante pour apporter les meilleures réponses possibles à un besoin d'évolution du réseau électrique.

Pour poser la problématique le plus simplement possible, en reprenant la figure 1 (illustration de droite), la question serait : si on ferme la boucle entre Jonquières et Feuillane, la puissance qui alimentera Feuillane pourra venir des deux chemins (celui de droite et celui de gauche), mais comment se fera la répartition, et quels sont les paramètres qui fixent cette répartition ?

La réponse à cette question repose sur les lois de l'électricité qui permettent de démontrer que la puissance se répartira entre les deux voies en privilégiant le chemin de plus faible réactance X. **La valeur de la réactance d'un circuit électrique est donc un paramètre clé de la répartition des flux de puissance.**

Ainsi si le chemin de droite qui passe par Réaltor a une réactance totale plus grande que celle du chemin de gauche qui passe par Jonquières alors le flux de puissance par Jonquières sera plus grand.

Par ailleurs, si une ligne électrique (une enfilade de pylône) porte deux circuits électriques (cas de la figure 3) qui présentent chacun une certaine réactance, alors lorsqu'ils sont simultanément sous tension la réactance présentée par l'ensemble de la ligne sera réduite. Ainsi l'opérateur du réseau dispose d'un degré de liberté pour aiguiller les flux de puissances en jouant sur le schéma d'exploitation du réseau électrique.

Toutefois il faut mentionner que **dans un réseau électrique maillé, il n'est pas possible d'imposer précisément le flux de puissance qui passe sur un axe**. Cela dépend de la localisation des points d'injection de la puissance, des points de soutirage de la puissance, et des caractéristiques physiques des ouvrages du réseau. C'est pourquoi des calculs précis sont nécessaires.

#### 4.5 Prendre en compte des schémas d'exploitation en 'N' et 'N-1'

La vie d'un réseau électrique n'est pas un long fleuve tranquille. Il y a toujours une probabilité non nulle d'apparition d'un défaut (un court-circuit) qui nécessite de mettre hors tension un ouvrage d'un réseau électrique. Si un tel évènement arrive, la règle est qu'il ne doit pas remettre en cause la sûreté du système ni entraîner une aggravation à la façon d'un effet domino. Ainsi, l'étude qui est faite ne doit pas se limiter à ce qu'il se passe en configuration normale (dite 'N'), mais il faut vérifier ce qu'il se passerait en cas de perte d'un ouvrage (configuration dite 'N-1') en considérant l'ensemble des scénarii possibles pouvant conduire à une perte d'ouvrage. Cela permet d'identifier l'incident le plus contraignant pour le dimensionnement.

Dans le cadre d'un projet de nouvelle ligne électrique, le dimensionnement de la ligne consiste à effectuer un certain nombre de calculs pour évaluer les flux de puissance qui seront susceptibles de passer. Par exemple, dimensionner une ligne pour une capacité de transport de 2000 MW, ne veut pas dire qu'il passera toujours 2000 MW, mais que cette ligne sera en mesure de les faire transiter si les conditions du réseau (schéma d'exploitation) conduisent à faire circuler cette puissance. Car comme il a été dit dans la section précédente, dans un réseau électrique maillé, il n'est pas possible d'imposer précisément le flux de puissance qui passe sur un axe.

#### 4.6 Les origines de défaillances et les durées d'indisponibilité

Les liaisons aériennes sont principalement affectées par des défauts d'origine atmosphériques. Sur le réseau électrique 400 kV aérien de RTE, la probabilité d'occurrence d'un défaut est environ 2 défauts par an pour 100 km de circuit, avec des défauts qui peuvent être éliminés (par action des disjoncteurs qui mettent temporairement hors tension l'ouvrage en défaut) en moins de 100 ms dans plus de 95% des cas. Une fois le défaut éliminé, le réseau retrouve sa configuration initiale. L'indisponibilité longue d'un ouvrage est très rare. Sur le réseau 225 kV, 95 à 100% des défauts sont éliminés en moins de 200 ms (source « bilan de la sûreté RTE », 2022 et 2023). Enfin, sur le réseau 400 kV, le nombre de défaut permanents (demandant une intervention pour réparation) est évalué à moins de 5% (souvent moins de 3%)<sup>2</sup>, soit 0,1 défaut permanent par an et 100 km de circuit.

Dans le cas de liaisons souterraines il peut y avoir des défauts au niveau des jonctions entre deux câbles (ces jonctions sont des points de faiblesses) ou parfois un problème au niveau de l'isolant électrique lui-même suite à une dégradation de ses performances. Pour les câbles enterrés en remblais, il y a aussi les fameux « coups de pelleuses » même si c'est plus rare pour les câbles 225 kV qui sont enfouis à des profondeurs plus importantes que des câbles 20 kV du réseau de distribution. En tout cas, quel que soit l'origine du défaut pour une liaison souterraine, cela conduit à une indisponibilité longue le temps d'organiser l'intervention pour remplacer une jonction ou un tronçon de câble.

---

<sup>2</sup> RTE, bilans de la sûreté, 2012 à 2014

Dans la brochure technique éditée par le CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) et consacrée aux **câbles haute tension souterrain** et sous-marins<sup>3</sup>, les éléments suivants sont mentionnés (enquête menée pour 30 000 km de ligne de tension supérieure à 60 kV) :

- La plupart des défauts ont lieu dans les dix premières années d'exploitation, et plus particulièrement sur les 2 à 3 premières années. Ce sont surtout des défauts d'accessoires (jonctions). Ensuite, il y a très peu de défauts sur les 15 à 20 années suivantes, et lorsqu'il y en a, ce sont davantage des défauts câble.
- **0,1 défaut/an et 100 km de câble (câble 400 kV).** Données évaluées sur 344 km de circuit. Les défauts concernent la gaine extérieure.
- **0,11 défauts par an et pour 100 jonctions** (statistiques établies sur 353 jonctions 400 kV)<sup>4</sup>.
- **Durée moyenne avant remise en service suite à un défaut : 25 jours**

Cela donne donc une évaluation (fourchette haute probablement) des occurrences de défauts sur une liaison câblée en 400 kV et de l'ordre des grandeurs des indisponibilités fortuites.

#### 4.7 L'utilisation du courant continu. Pourquoi ? quand ? comment ?

**Pourquoi ?** Les limites du transport HVAC (haute tension alternative, *High Voltage Alternative Current*) pour de fortes puissances en liaisons souterraines ou sous-marines. Ces limites sont dues à la forte composante capacitive des câbles souterrain ou sous-marins. La limite est de quelques dizaines de km en 400 kV, un peu plus en 225 kV. Il existe aussi des limites au transport HVAC sur de très longues lignes aériennes (environ 1000km), ce qui peut amener à choisir une liaison en courant continu. Dans ce type de situation on privilégie une solution aérienne. L'Europe qui a un réseau assez dense n'est pas concerné contrairement à la Chine, l'Inde, le Brésil où on trouve des projets de 2000 km associés à des barrages hydroélectriques.

**Quand ?** lorsque la construction d'une ligne aérienne de forte puissance n'est pas possible (toutes les liaisons sous-marines au-delà d'une certaine distance) : IFA-2, CELTIC, INELFE-2, le raccordement des futurs projets éoliens offshore éloignés (éolien flottant), mais aussi pour des liaisons souterraines un peu longues (INELFE-1 et Savoie-Piemont).

**Comment ?** utilisation de stations de conversion pour passer d'une tension alternative à une tension continue de plusieurs centaines de kilovolts. Aujourd'hui les liaisons réalisées sont des liaisons point à point (soit deux terminaux, une station de conversion à une extrémité, la seconde à l'autre extrémité). Les technologies ont évolué ces dernières années, avec des équipements beaucoup plus performants pour mieux contribuer au réglage et à la stabilité du système électrique.

---

3 CIGRE, comité B1, technical brochure N°815, « Update of service experience of HV underground and submarine cable systems », sept 2020

4 Il est à noter que pour les tensions plus faibles l'échantillon est beaucoup plus important (et donc plus représentatif), et les taux de défaillance sont plus faibles

Par exemple, les convertisseurs peuvent apporter une contribution au réglage de la tension dans une zone où on manque de machines synchrones pour y contribuer (historiquement ce sont les alternateurs des centrales de production – des machines synchrones – qui contribuent à ce réglage par injection ou soutirage de puissance réactive).

#### 4.8 Les méthodes de dimensionnement

Les méthodes utilisées par RTE sont basées sur la justification technico-économique des investissements par rapport aux risques qu'elles couvrent et à leurs occurrences. Les paramètres économiques sont validés par la commission de régulation de l'énergie (CRE). Les estimations faites dans le présent document sont simplifiées et s'appuient des probabilités de satisfaire 90% ou 99% des situations.

Le dimensionnement d'un réseau électrique se fait sur la base des puissances appelées qui circulent sur les ouvrages. Ces puissances varient selon le moment de la journée ; en réalité elles varient à chaque instant, mais usuellement on se base sur des valeurs moyennes au pas horaire ou au pas demi-horaire. Dans l'idéal il faudrait faire un dimensionnement sur les critères de sûreté pour les situations en 'N' et 'N-1' pour les puissances maximales susceptibles de circuler et sur un horizon prospectif de 20 ans. Toutefois, selon les cas, les plus fortes puissances n'ont une probabilité d'occurrence que de quelques heures par an. Pour éviter que les coûts de dimensionnement ne deviennent prohibitifs ou de réaliser des investissements non justifiés, on se base sur des valeurs de puissance dont la probabilité d'occurrence serait de 90% (876 h/an au-delà) ou 99% (seulement 88h/an au-delà). Pour les puissances au-delà de ces seuils de références, on s'assure que la situation 'N' est garantie, mais on accepte de ne pas satisfaire le 'N-1'. Et si jamais un incident arrive lors de ces puissances extrêmes, des leviers sont activés, éventuellement de l'effacement (coupure d'alimentation), ou la mise en place de certains schémas d'exploitation du réseau dits « secours » lorsque cela est possible.

## 5 La situation électrique en région Provence-Alpes-Côte d'Azur

### 5.1 La situation actuelle

Comme mentionné dans la section 3, la zone Provence-Alpes-Côte d'Azur présente (comme la Bretagne) la particularité d'être alimentée par un réseau 400 kV en antenne (non bouclé, et non maillé). Le point d'entrée de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est le poste électrique de Tavel duquel partent les deux principaux axes 400 kV, l'un vers le poste de Boutre (nord de la région), et l'autre qui part vers le poste de Réaltor puis longe la côte pour aller vers Nice (poste de Carros). Compte-tenu du non bouclage avec une ligne 400 kV entre les postes de Boutre et Carros, RTE avait investi dans un « filet de sécurité » avec trois liaisons 225 kV en souterrain (inauguration en 2015), dont la ligne Boutre-Trans (65 km, 600 MW de capacité).

Aujourd'hui l'alimentation de la zone de Fos/mer est le cœur du sujet. Cette zone est alimentée par des lignes 225 kV mais dont la capacité ne permet pas de faire face à la fois à une augmentation de la demande sur cette zone, et à une non sollicitation des centrales à cycle combiné gaz fossiles. Par ailleurs, dans la

configuration actuelle du réseau, l'axe Tavel-Réaltor est un axe faible avec une capacité de transit de 2\*1300 MW (possiblement 10 à 15% de plus l'hiver).

### 5.1.1 Consommation et production en région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Dans cette section il est d'abord proposé un aperçu des besoins de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur à partir des données historiques<sup>5</sup>. On peut observer (tableau 1) que la consommation brute est stable ces dernières années. Des données complémentaires de la consommation pour 2023 et 2024 indiquent même une légère baisse (resp. 38,5 TWh et 38,4 TWh). En moyenne on peut retenir une consommation brute de 40 TWh et un apport interne évalué à moins de 50 %. La moitié de la consommation énergétique vient de régions voisines, donc principalement via le poste de Tavel qui est le poste stratégique d'alimentation de la région.

Le tableau 2 indique les répartitions moyennes de la consommation électrique par département et par secteur d'activité sur la période 2017 à 2022 (hors 2020). Près de la moitié de la consommation est due au département des Bouches-du-Rhône, avec pour ce département une grosse part d'industrie. Dans les autres départements, la consommation est dominée par le résidentiel et le tertiaire. Enfin, l'agriculture est négligeable sur toute la région.

Tableau 1 : consommation et production d'énergie en région PACA

Année	2017	2018	2019	2021	2022
Consommation (TWh)	41,2	40,4	40,9	41,3	40
Consommation max (MW)	7970	8330	7660	8040	7290
	Production				
Thermique (TWh)	9,6	5,8	7,6	5,7	8,9
Eolien (TWh)	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Photovoltaïque (TWh)	1,5	1,6	1,9	2,1	2,6
Hydraulique (TWh)	7,9	10,8	8,7	8,9	5,8
Production totale en PACA (TWh et %)	20,2 (49,1 %)	19,4 (47,9 %)	19,2 (47 %)	17,5 (42,4 %)	18,5 (46,2 %)

Tableau 2 : répartition moyenne de la consommation électrique par département et par secteur d'activité sur la période 2017 à 2022 (hors 2020)

Secteur	Agriculture	Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Autre	% conso PACA
Bouches-du-Rhône	< 1 %	40 %	32 %	27 %	< 1 %	46 %
Vaucluse	< 2 %	19 %	45 %	35 %	< 1 %	11 %
Var	< 1 %	6 %	60 %	32 %	< 1 %	18 %
Hautes-Alpes	< 1 %	5 %	50 %	42 %	3 %	3 %
Alpes-Maritimes	0	7 %	50 %	42 %	1 %	19 %
Alpes-de-Haute-Pro	2 %	18 %	50 %	30 %	< 1 %	3 %
Total PACA	< 1 %	24 %	46 %	28 %	1 %	

Tableau 3 : évolution des capacités de production installées en région PACA

Année	2017	2018	2019	2021	2022	2024
Thermique (MW)	3184	3213	3217	2718	2718	2707
Eolien (MW)	50	48	48	97	97	122
Photovoltaïque (MW)	1112	1225	1339	1653	1955	2515

5 <https://opendata.reseaux-energies.fr/>

Hydraulique (MW)	3229	3211	3220	3223	3232	3230
Production totale en PACA (MW)						

En termes de capacités de production installée, l'éolien reste négligeable. Le photovoltaïque a eu une croissance d'environ 15 à 20% par an ces cinq dernières années. L'hydraulique reste stable (pas d'autres potentiel exploité). La production thermique est très majoritairement constituée des 4 groupes CCG de la zone de Fos/mer.

En termes d'énergie produite, même si la production (en énergie) photovoltaïque est en croissance, cela ne représentait en 2022 que 6,5 % de la consommation. En région Provence-Alpes-Côte d'Azur la production renouvelable est surtout d'origine hydraulique qui est ramenée vers les postes de St Tulle (poste 225 kV à proximité du poste de Boute) et vers Septèmes (poste 225 kV à proximité de Réaltor). L'éolien est négligeable.

Actuellement les deux moyens de production principaux sont les 4 groupes thermiques CCG, et la production hydroélectrique. Lorsqu'il y a eu peu de production hydraulique en 2022, cela a été compensé par de la production thermique (il y a une sorte de vases communicants).

A l'avenir, l'utilisation des groupes CCG est amené à se réduire du fait de contraintes d'émissions, mais ces groupes garderont encore pendant quelques années un intérêt stratégique pour l'alimentation de la région.

Pour comprendre les besoins de la région, il ne s'agit pas d'analyser uniquement les données en énergie, mais il faut regarder ce qu'il se passe en puissance, c'est-à-dire le besoin en instantané (en fait à un pas de 30 minutes ou 1 heure). Car une particularité du système électrique est que son dimensionnement doit se faire sur la puissance appelée (voir la section 4.8). Avec une consommation énergétique stable, la pointe de consommation en puissance a varié de 7290 MW (en 2022) à 8330 MW (en 2018), comme indiqué dans le tableau 1.

### 5.1.2 L'utilisation des CCG

Les quatre groupes thermiques au gaz (unités à cycles combiné) ont une importance forte dans l'alimentation de la région :

- PONTEAU, deux groupes de 465 MW chacun mis en service en 2012 et 2013 (opérés par EDF)
- COMBIGOLFE 425 MW, mise en service en 2010, et opérée par Engie
- CYCOFOS 490 MW (425 MW + 65 MW), opéré par Engie avec la particularité d'être sur le site d'ArcelorMittal

En France, ces unités ne tournent pas à pleine charge en permanence. A partir des données accessibles sur le site de RTE, il est possible d'analyser le programme de production de ces 4 groupes (données de puissance au pas horaire).

La figure 5 (haut, en bleu) donne le profil de production des 4 groupes CCG pour l'année 2019, ainsi que (bas, en rouge) l'énergie cumulée produite. Sur cette année 2019, les unités n'ont pas de longues périodes d'inactivité, et elles sont davantage sollicitées l'hiver et l'été (sans doute l'effet de la climatisation et d'une densité de population plus élevée en été).

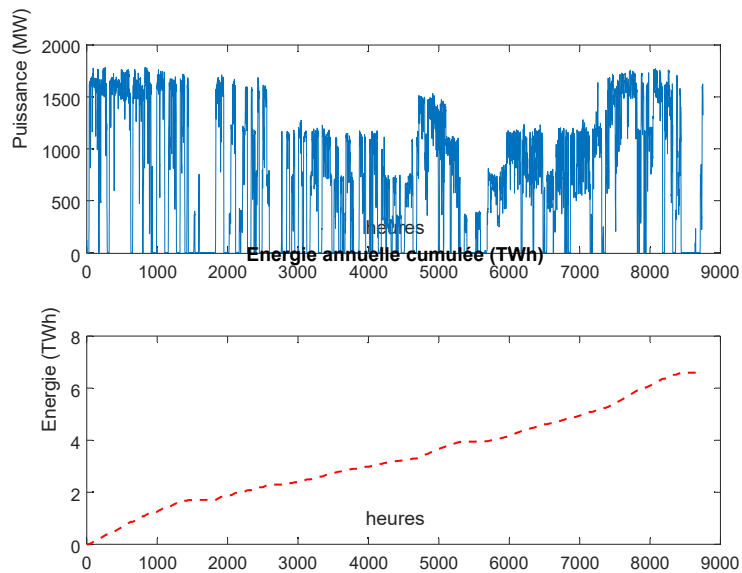


Figure 5 : profil de production des 4 groupes CCG (année 2019). Données au pas horaire. Représentation du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre

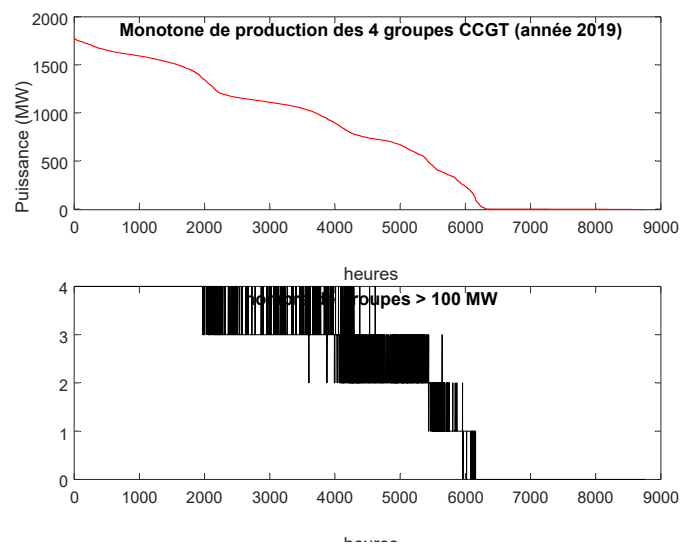


Figure 6 : monotone de production des 4 groupes CCG (année 2019) et nombre de groupes en fonctionnement

La figure 6 (haut, en rouge) reprend les points bleus de la figure 5, mais en les classant de la puissance la plus élevée à la plus faible (on parle alors de monotone, l'axe horizontal donne toujours le temps mais n'est plus ordonné du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre). On observe que le point maximum de production est environ 1800 MW avec les 4 groupes en service, mais qu'ils fonctionnent peu à pleine charge simultanément. Pour l'année 2019 illustrée sur la figure, les 4 groupes ont produit simultanément pendant 1950 heures et pour une puissance au moins égale à 1360 MW (soit au moins 75% de la pleine charge). Ensuite, en fonction des besoins et des contraintes techniques de marche (puissance minimale de fonctionnement d'une unité, durées de marche/arrêt, ...), le nombre de groupes en service varie (on devine des paliers sur la monotone). Sur l'année 2019 cela a été un peu plus de 6000 h de production, soit 2500 heures d'arrêt au total. Cela veut dire

qu'actuellement la demande de puissance de la ZIP ne requiert pas systématiquement une utilisation des CCG.

Pour une analyse plus détaillée, le nombre d'heures de sollicitation de chaque groupe a été regardé individuellement sur quelques années (tableau 4), ainsi que les heures de sollicitation du parc. Au plus, c'est 5000 à 6000 heures par an, sachant que ce n'est pas à pleine puissance. Après une année 2022 de forte sollicitation du fait de la faible disponibilité du parc nucléaire, le nombre d'heures de fonctionnement est reparti à la baisse en 2023, avec une amplification de cette baisse en 2024. Ce tableau indique également le facteur de charge annuel des unités de production. Ce facteur de charge mesure l'énergie produite ramené à ce que l'unité pourrait produire une année complète à pleine charge. C'est un indicateur important pour évaluer la rentabilité d'un investissement.

Il faut noter que l'utilisation qui est faite des groupes CCG à Fos (et plus généralement en France) est une spécificité française du fait de notre mix électrique avec une forte composante nucléaire qui fait que les unités CCG sont appelés après le nucléaire compte-tenu d'un coût marginal plus élevé. Mais les constructeurs conçoivent un produit qui peut fonctionner en production de base, c'est à dire à forte puissance sur des longues durées. C'est leur utilisation classique dans des pays qui s'appuient essentiellement sur ces centrales. En termes de maintenance, c'est le nombre de phases de démarrage et les vitesses de montée en charge qui vont définir la fréquence des maintenances. Ce sont ces phases de marche/arrêt qui induisent des contraintes thermiques et mécaniques sur les matériaux, et fatiguent l'installation. Les constructeurs s'efforcent d'améliorer les performances de ce type de centrales pour leur donner plus de flexibilité (pouvoir faire plus de démarrage, supporter des variations de puissance plus rapides, réduire les puissances minimales de fonctionnement) afin qu'à l'avenir elles puissent mieux compléter la variabilité des sources de production renouvelable.

Dans le système libéralisé actuel, l'appel des unités de production peut se faire au travers de contrats de vente d'électricité sur les marchés ou en gré à gré, ou sur sollicitation de RTE en cas de contraintes de congestion sur le réseau électrique (via le mécanisme d'ajustement avec un coût d'activation qui dépend des offres des acteurs, que ce soient des offres de production à la hausse ou de consommation à la baisse). L'appel des groupes CCG de Fos/mer via les marchés de l'énergie n'est pas garanti, et l'analyse des historiques montre que cela fluctue selon les années et l'environnement technique et économique. En 2024, l'appel a été faible, et il est possible que cela se maintienne, voire que cela baisse encore un peu avec le développement des énergies renouvelables (cela a été fortement le cas en 2024, comme le montre le tableau 4).

Tableau 4 : nombre d'heures de fonctionnement annuel des groupes, et facteur de charge annuel (2019 à 2024)

		<b>Combigolfe</b>	<b>Cycofos</b>	<b>Ponteau 5</b>	<b>Ponteau 6</b>	<b>Parc</b>
<b>Nombre d'heures de fonctionnement à P &gt; 100 MW,</b> <b>Facteur de charge annuel</b>	<b>Pmax</b>	425 MW	490 MW	465 MW	465 MW	1800 MW
	2019	<b>3953 h</b> 37,8%	<b>3705 h</b> 36,2%	<b>5255 h</b> 45,4%	<b>5506 h</b> 47%	6300 h
	2020	<b>4474 h</b> 41,5%	<b>4049 h</b> 37,2%	<b>3523 h</b> 29,9%	<b>4431 h</b> 37,2%	6400 h

(limite 100 MW choisie par simplicité car la puissance minimale de fonctionnement des groupes est plus	2021	<b>2999 h</b> 28,9%	<b>3466 h</b> 34,2%	<b>1862 h</b> 16,7%	<b>4778 h</b> 39,8%	5600 h
	2022	<b>4291 h</b> 41,4%	<b>5405 h</b> 53,1%	<b>5863 h</b> 49,6%	<b>5166 h</b> 42,4%	7800 h
	2023	<b>2226 h</b> 20,8%	<b>1807 h</b> 17,6%	<b>4549 h</b> 36,4%	<b>2074 h</b> 17,7%	5400 h
	2024	<b>1406 h</b> <b>12%</b>	<b>788 h</b> <b>6,5%</b>	<b>1261 h</b> <b>10,7%</b>	<b>1501 h</b> <b>11,7%</b>	2800 h

Selon les besoins de RTE et le risque de congestions locales, il pourrait y avoir des appels de ces CCG via le mécanisme d'ajustement. Sur ce point RTE évalue le coût d'activation à 100 €/MWh. Par exemple, s'il faut activer 1000 MW et ce 1000 h par an, cela fait un coût de 100 M€/an.

### 5.1.3 Le niveau de soutirage à Boute et Réaltor

A partir des données régionales de consommation et production, il est possible d'évaluer la consommation nette (à savoir la différence entre la consommation et la production régionale), c'est-à-dire approximativement (car une petite partie va vers le poste de Jonquières) ce qui est soutiré au poste de Tavel (le profil « échange » sur la figure 7) et qui ensuite circule sur l'axe critique au départ de Tavel pour irriguer la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Une autre indication est également donnée sur la figure 7 : la monotone des puissances (c'est-à-dire le classement des points du profil 'bleu' de la plus grande des valeurs à la plus faible). Cette 'monotone' permet de mettre plus clairement en évidence trois valeurs clés : (i) la puissance maximale, 5800 MW, (ii) le niveau de puissance dit  $P_{90}$  (90 % des valeurs sont inférieures à ce seuil), et (iii) le niveau de puissance dit  $P_{99}$  (99 % des valeurs sont inférieures à ce seuil).

Ces données historiques montrent qu'il a été possible à certains moments de soutirer jusqu'à 5800 MW au poste de Tavel pour irriguer la région Provence-Alpes-Côte d'Azur via les deux lignes 400 kV. Cette valeur est tenable selon la capacité totale de ces deux lignes au total (7000 MW), mais en réalité cela dépend - dans la configuration actuelle du réseau - de la répartition de la puissance entre la ligne qui va vers Boute et celle qui va vers Réaltor car cette ligne a une capacité plus faible. Ces pointes de soutirage ont lieu en hiver, donc à un moment où les températures plus basses permettent d'augmenter les capacités de transit (environ jusqu'à 2\*1500 MW entre Tavel et Réaltor). Cela veut dire que cette ligne vers Réaltor ne peut pas faire transiter plus de la moitié de la puissance de pointe soutirée à Tavel. RTE doit donc utiliser au maximum les leviers à sa main (la conduite du réseau, le soutien apporté par le réseau 225 kV) pour gérer l'aiguillage des flux dans la limite des capacités de transit.

Le dimensionnement des infrastructures est fait sur la base des niveaux de puissance mais jamais (ou très rarement) sur la puissance maximale dont la probabilité d'occurrence est faible car cela entrainerait un surcoût important. Usuellement, le dimensionnement peut être fait sur le niveau  $P_{90}$ , alors il pourrait y avoir des contraintes à gérer pendant 10% du temps soit 880 heures sur une année, ou sur le niveau  $P_{99}$  et alors il pourrait y avoir des contraintes à gérer sur 1%

du temps soit 88 heures par an. Un dimensionnement sur la base de  $P_{99}$  est plus sécurisant mais plus coûteux.

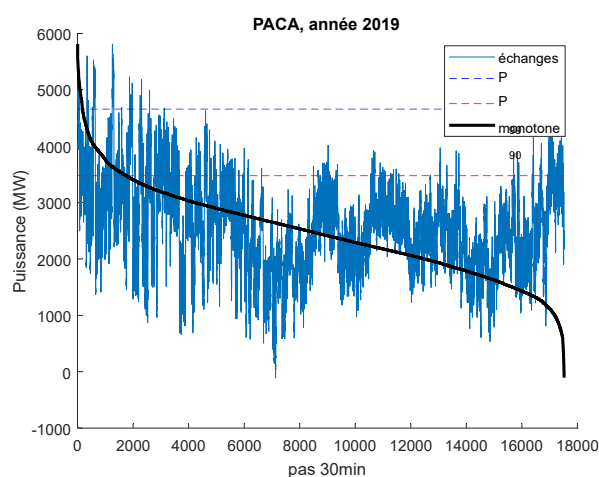


Figure 7 : consommation nette de la région PACA (2019) qui représente principalement le soutirage depuis Tavel. Profil de puissance (bleu) et monotone (noir) sur une année, soit 17560 points demi-horaire

L'analyse de ces données, complétées par des informations fournies par RTE, a permis d'évaluer les niveaux de puissance qu'il faudrait considérer pour les soutirages à Boutre et Réaltor (voir sur la figure 9 les flèches qui traduisent les flux vers Boutre et Neoules/Broc-Carros) en vue de faire des calculs de flux de puissance sur les lignes. Cela permet d'éclairer les besoins de renforcement et évaluer le dimensionnement des nouveaux ouvrages.

L'analyse qui a été conduite est explicitée en annexe. Ainsi, les puissances à considérer pour les soutirages sous les postes de Boutre et Réaltor sont évaluées à :

- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 99% des cas** → 2800 MW à Réaltor et 1600 MW à Boutre (soit un total de 4400 MW)
- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 90% des cas** → 2200 MW à Réaltor et 1300 MW à Boutre (soit un total de 3500 MW)

Ces chiffres sont construits à partir des données des dernières années. Quelle pourrait être l'évolution pour 2035 puis 2050 ? Concernant l'évolution des consommations électriques à horizon 2035 et 2050 pour les secteurs résidentiel et tertiaire, dans le cadre du scénario de référence établi par RTE pour les futurs énergétiques 2050 (maille nationale), les tendances prévisionnelles donnaient approximativement -5 % en 2035 et -10 % en 2050 par rapport à 2019.

Or comme la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (hors Bouches-du-Rhône) présente une consommation très majoritairement (à plus de 80 %) résidentielle et tertiaire (voir tableau 2), ces puissances de référence à 90 % et 99 % pourraient se réduire, en tout cas ne pas augmenter. Le choix est donc fait de se baser sur les valeurs issues de l'analyse historique.

## 5.2 Les perspectives

### 5.2.1 Evolutions de la consommation électrique

Actuellement, les besoins en électricité à la pointe de la ZIP de Fos se situent autour de 900 MW. Ces besoins sont appelés à croître fortement sous l'effet de trois facteurs :

- Décarbonation des industries existantes ;
- Réindustrialisation ;
- Développement de la filière H2 et des carburants de synthèse.

Les porteurs de ces différents projets ont soumis à RTE des demandes de raccordement à différents horizons temporels et RTE fait face aujourd'hui à une file d'attente importante (6000 MW de capacité demandé) qui - dans sa mission de service public - l'amène à devoir renforcer l'alimentation électrique de la zone afin de permettre l'accès à l'énergie électrique de ces acteurs. Compte-tenu de l'incertitude sur la mise en œuvre des projets, RTE évalue un besoin industriel raisonnable de 3000 MW supplémentaire sur la ZIP à horizon 2028, auquel s'ajoute un besoin de 700 MW vers Marseille (entre autres pour des centres de données).

La figure 8 produite par RTE donne la structuration des demandes de raccordement pour les 10 prochaines années en région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Cela concerne principalement la ZIP de Fos/mer et un peu la zone de Marseille pour des centres de données. Plusieurs évolutions du tissu économique local conduisent à des augmentations des puissances de raccordement. Les deux blocs importants sont la réindustrialisation (1700 MW en 2029) et les industries pour la filière hydrogène (jusqu'à 1,8 GW dont une demande de 1 GW pour le seul projet GravitHy).

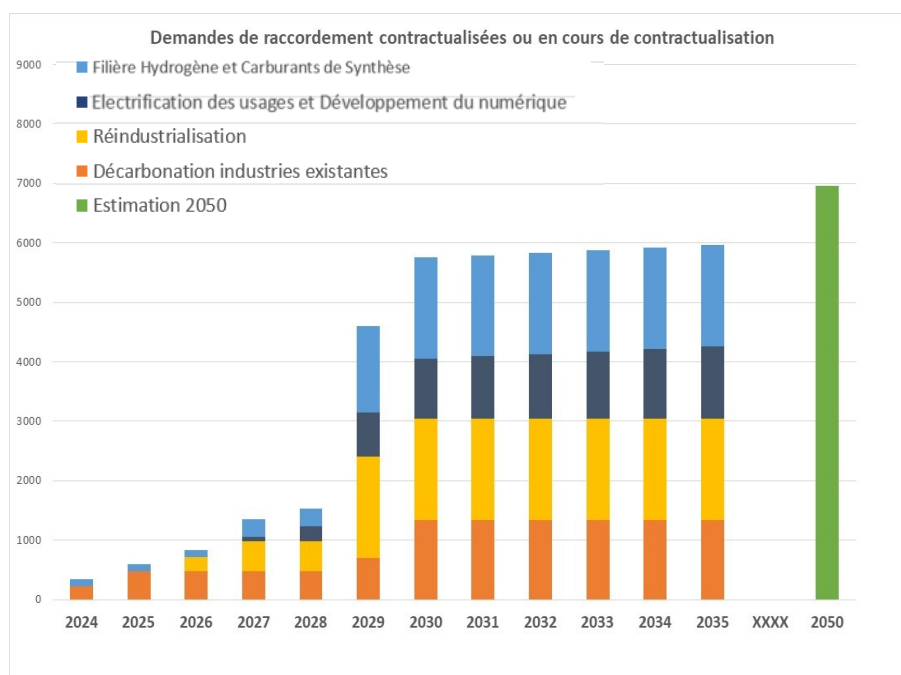


Figure 8 : niveau des demandes de raccordement reçues par RTE pour les 10 prochaines années

### 5.2.2 Quelles perspectives pour les CCG ?

Dans le cadre des objectifs de décarbonation (*net zero emission*) à horizon 2050, les groupes CCG sont susceptibles de disparaître. Toutefois, il y a deux facteurs qui peuvent être considérés :

- Ils ont été mis en service entre 2010 et 2015, ce qui devrait les garder opérationnels au moins jusqu'en 2035 voire 2040 ; cela peut donner de la marge entre la réalisation des projets de réseaux et l'arrivée progressive des besoins industriels
- Les constructeurs s'efforcent aujourd'hui de faire évoluer leurs turbines pour les rendre « H2-ready » (possibilité de brûler de l'hydrogène pour une part de 50% ou plus). Par exemple, il est possible de citer<sup>6</sup> :
  - o test Engie-Siemens pour une turbine (SGT-400) de 10-15 MW électrique alimentée à 100% en H2
  - o turbine GE Vernova de 600 MW (turbine H-class 9HA.01) fonctionnant jusqu'à 50% en H2 avec l'objectif d'atteindre 100% ultérieurement
  - o passage du CCG Combigolfe en H2-ready permettant à la centrale de fonctionner avec un mélange à 50% d'H2<sup>7</sup>
- Malgré ces exemples, la maturité technologique ne semble pas encore atteinte, avec encore des sujets à travailler dont celui de la réduction des émissions de NOx, car si la combustion d'H2 avec de l'oxygène pur ne produit que de l'eau, en présence d'air (mélange oxygène + azote) il y a production d'oxydes d'azote (NOx) dont les effets sont néfastes sur l'environnement.

### 5.2.3 L'éolien flottant en Méditerranée

Si à ce jour le devenir de ces CCG en 2035 est incertain, il devrait y avoir un apport de production éolienne offshore (éolien flottant dans le cadre de l'appel d'offre AO6 et suivants) avec un raccordement à proximité de la zone de Fos/mer. Le premier parc est attendu en 2031 (AO6) avec une capacité de 250 MW et une extension de 500 MW est envisagée (AO9 horizon 2032-2034). Viendra ensuite l'AO10 (qui devrait sortir en 2025<sup>8</sup>). Il est d'abord envisagé le site Golfe du Lion Centre (2 GW à horizon 2035), puis pour un AO ultérieur le site Golfe du Lion Est (1,1 GW à horizon 2040), avec une zone de raccordement prioritaire qui serait Fos/mer.

Il faut toutefois remarquer que malgré un facteur de charge attendu égal à 40 à 45 %, cela reste une production intermittente.

La question se pose alors de comment prendre en compte cette production éolienne offshore dans les besoins de dimensionnement du réseau. Les « oublier » et ne les voir que comme une opportunité ? Ou les intégrer (via des études statistiques grâce à l'utilisation de séries temporelles de production éolien) en combinaison avec des appels à la flexibilité ? Il faut toutefois noter que si la seconde solution a le mérite d'être plus globale, il y a - dans le cadre du présent projet - un décalage des horizons temporels entre l'évolution attendue de la

---

6 Engie. Projet HyFlexPower, <https://www.engie-solutions.com/fr/presse/hyflexpower-H2>  
7 [https://www.linkedin.com/posts/franck-le-baron\\_h2-combigolfe-ccgt-activity-7204776257140469760-xmCC/](https://www.linkedin.com/posts/franck-le-baron_h2-combigolfe-ccgt-activity-7204776257140469760-xmCC/)  
8 <https://www.eoliennesenmer.fr/>

demande (à partir de 2028 ou 2030) et les arrivées prévisionnelles de ces projets éoliens (à partir de 2030 ou 2035).

### 5.3 Les besoins de renforcement

Le besoin de renforcer le réseau de transport d'électricité pour pouvoir alimenter la région Provence-Alpes-Côte d'Azur et la ZIP de Fos est indiscutable. En plus de renforcer le réseau, il faut également le sécuriser car actuellement la ZIP est à l'extrémité du réseau 225 kV avec une alimentation par les axes Réaltor-Ponteau-Feuillane et Roquerousse-Feuillane (tous en 225 kV). La sécurisation passe à minima par un bouclage du réseau afin d'avoir deux chemins d'alimentation possible et de pouvoir faire face à un incident (perte d'un circuit électrique) et d'en limiter l'impact. Si le bouclage apporte une amélioration considérable, c'est toujours moins bien qu'un maillage (au moins trois voies d'accès sur un nœud).

Le besoin de dimensionnement du nouvel axe qui assurera le bouclage a été évalué à 4400 MW par RTE sur la base d'une consommation additionnelle de 3000 MW à Fos, et 700 MW à Réaltor, auxquels s'ajoutent les soutirages des autres usages (représentés aux postes de Boutre et Réaltor). Cette évaluation se base également sur plusieurs scénarii conduisant chacun à une mise hors tension d'une partie du réseau (les fameux scénarii 'N-1' suite à des mises hors tension d'ouvrage).

Les ordres de grandeurs qui ont été réévalués dans le cadre de cette expertise seront indiqués dans la partie 6.

Dans tous les cas, il est à noter, que la création d'un axe de 4400 MW depuis Jonquières obligera à renforcer l'axe Tavel-Aramon. En effet, l'axe Tavel-Jonquières est à ce jour constitué de :

- Tavel-Aramon → ligne 400 kV à deux circuits et 2 conducteurs en faisceaux (voir explication figure 3), soit une capacité de transport d'environ 2\*1300 MW ;
- Aramon-Jonquières → ligne 400 kV à deux circuits et 3 conducteurs en faisceaux (voir explication figure 3), soit une capacité de transport d'environ 2\*2200 MW.

Tavel-Aramon deviendra le facteur limitant de l'axe Tavel-Jonquières, il faudra donc porter sa capacité à une valeur égale à celle d'Aramon-Jonquières. On peut imaginer deux options, (i) passer de deux à trois conducteurs en faisceaux si compatibilité avec la structure mécanique, ou (ii) remplacer les 2 conducteurs par deux autres dits à « faible dilatation ». Le renforcement des 15km limitant est de même nature que le renforcement de Roquerousse Réaltor. A ce jour, RTE a bien identifié ce besoin, mais la solution à mettre en œuvre n'a pas encore été arrêtée.

## 6 Les solutions à comparer

### 6.1 Les critères de comparaison

Pour cette analyse multi-critères, les indicateurs choisis sont les suivants :

- Coût
- Délais (approvisionnement matériels et disponibilité des équipes pour les chantiers)
- Fiabilité et sûreté (disponibilité des ouvrages)

- Maillage ou bouclage du réseau électrique
- Pilotage des flux de puissance
- Mutualisation des investissements
- Facilité de réalisation

Il a été décidé de considérer l'indicateur « pilotage des flux de puissance » car c'est une distinction importante entre des liaisons alternatives sans équipements de pilotage, et des liaisons à courant continu. En effet, une liaison HVDC (*High Voltage Direct Current* ou haute tension en courant continu) est contrôlable alors que pour des liaisons AC cela dépend de leurs caractéristiques électrique (la réactance, paramètre 'X' donné en 4.4), et sur ce point c'est même différent pour une ligne aérienne ou une ligne souterraine. Pour des lignes alternatives, ce n'est pas qu'une question de capacité de transport en MW car des liaisons aériennes et souterraines ne sont pas équivalentes en termes d'aiguillage des flux de puissance. Ce que nous illustrerons par la suite. Enfin, dans le cas de liaisons alternatives, il existe des équipements pour ajuster dans une certaine plage les flux de puissance : des transformateurs déphaseurs qu'on peut trouver en Europe sur certaines lignes d'interconnexions (14 éléments ont été installés sur des lignes entre l'Allemagne, la Pologne et la république Tchèque), inductances de compensation série (cela permet d'augmenter la réactance d'une ligne pour réduire le flux de puissance qui la traverse), ou encore des équipements à base d'électronique de puissance.

Chaque analyse se terminera par une synthèse de ces critères (ou les principaux pour que cela ne fasse pas redondance avec la synthèse finale), puis la synthèse globale sera faite en section 7.

## 6.2 Les solutions aériennes

Un avantage non contestable d'une liaison aérienne est sa très grande disponibilité car il y a très peu de défauts qui demandent une intervention, et en cas d'intervention les délais de réparation sont plus courts que pour des liaisons souterraines. Sur son réseau 400 kV, RTE ne dénombre usuellement que 2 défauts par an et par 100 km de circuit. Selon les bilans annuels de la sûreté<sup>9</sup>, plus de 95 % des défauts sont de type « fugitifs » et sont éliminés en moins de 100 ms. Ce qui les rend quasi invisibles. Deux types d'arrêts long sont à considérer pour ces lignes aériennes :

- Arrêt programmé (maintenance) → 3 semaines tous les 20 à 25 ans pour 100 km de circuit en 400 kV
- Arrêt fortuit (défaut nécessitant une intervention) → 3h/an pour 100km de circuit en 400kV

### 6.2.1 La solution aérienne 400 kV proposée par RTE

Le projet proposé par RTE vise à renforcer et fiabiliser l'alimentation de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur sur deux points clés : l'axe Tavel-Réaltor et la zone de Fos/mer.

- Renforcement de l'axe Tavel-Réaltor. Dans la configuration actuelle cet axe a une capacité de 2\*1300 MW pour alimenter Réaltor. Avec les deux circuits sous tension (configuration d'exploitation en 'N') l'exploitation peut dépasser la limite acceptable lors des pointes de consommation, sans parler du risque de perte d'un des deux circuits qui a un impact très négatif avec la nécessité d'accroître l'appel aux CCG ou de réduire la consommation. Pour

<sup>9</sup> <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilans-surete>

apporter davantage de robustesse à cet axe critique, RTE propose deux actions :

- La création d'un poste 400 kV à Roquerousse car dans cette zone les lignes 400 kV Tavel-Boutre (capacité de 2\*2200 MW), et Tavel-Réaltor (capacité de 2\*1300 MW), sont très proches. Cela permettra d'avoir un axe Tavel-Roquerousse avec deux lignes 400 kV (soit 4 circuits) qui apportera une forte capacité de transit. Cela permettra de faire face plus facilement à une consignation de l'une des deux lignes, par exemple lors d'un incendie, et ainsi d'améliorer l'alimentation de la zone PACA Sud.
  - Le renforcement de l'axe Roquerousse-Réaltor dont la capacité actuelle n'est que de 2\*1300 MW. Sur cet axe RTE prévoit un changement des conducteurs avec l'utilisation de conducteurs à faible dilation qui permettent d'autoriser un transit de 2\*2500 MW (soit 80% en plus, voir section 4.3.1). Par contre RTE est confronté à **une difficulté forte pour la programmation des travaux** compte-tenu du caractère crucial de cet axe pour l'alimentation de la région.
- Renforcement de l'alimentation de la zone de Fos/mer. Aujourd'hui cette zone n'est desservie que par des lignes 225 kV, par le Sud depuis Réaltor ou Septèmes, ou par le Nord depuis Roquerousse. Pour ce renforcement RTE propose une action en deux étapes :
- L'exploitation en 400 kV de la ligne 225 kV à deux circuits entre Réaltor-Ponteau-Feuillane (environ 50 km). En fait cette ligne avait été construite en technologie 400kV (hauteur des pylônes et longueur des chaînes d'isolateur). Sur cette ligne chaque phase est constituée de deux conducteurs en faisceau, ce qui lui donnera une capacité intrinsèque de 2\*1300 MW.
  - La création d'une nouvelle ligne pour atteindre le poste de Feuillane, et assurer ainsi un bouclage de cette zone pour améliorer la continuité de service. Pour cette nouvelle ligne, RTE propose une ligne 400kV à deux circuits entre Jonquières (poste 400 kV avec beaucoup de capacité disponible) et Feuillane. Le chemin proposé par RTE a une longueur de l'ordre de 65 km. **RTE a évalué que cette ligne doit avoir une capacité de transit de 4400 MW.**

Le schéma du réseau 400 kV dans la configuration proposée par RTE devient alors celui de la figure 9. Sur cette figure quatre points de soutirage de puissance ont été matérialisés :

- à Roquerousse en direction de Boutre
- à Réaltor en direction de Marseille et la zone PACA Sud (postes de Neoules et Broc-Carros)
- à Feuillane (consommation de la zone de Fos/mer)
- à Jonquières (soutirage vers le réseau 225 kV, avec une ligne à un circuit qui va vers Roquerousse, deux autres à un circuit vers l'Occitanie, et deux lignes pour raccorder la centrale hydroélectrique de Beaucaire). Selon les informations transmises par RTE, un soutirage net de 400 MW peut être considéré.

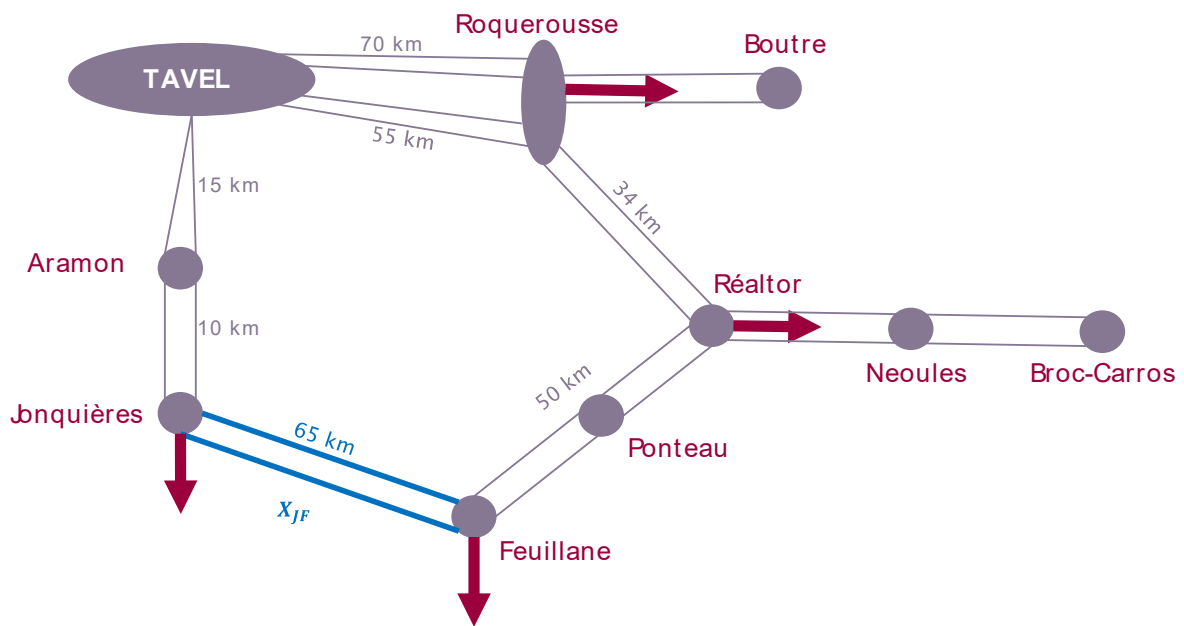


Figure 9 : réseau 400 kV bouclé selon la proposition de RTE.

A partir de cette représentation du réseau il est possible d'évaluer la circulation des flux de puissance à la fois sur une configuration de réseau de référence (situation en 'N'), et sur diverses situations d'incidents (situations 'N-1'). Ces estimations sont importantes car elles permettent d'illustrer que la circulation des flux se fait en fonction des caractéristiques électriques des lignes, plus particulièrement le paramètre 'X' qui est la réactance d'une ligne. Pour chaque circuit électrique (Tavel-Roquerousse, Roquerousse-Réaltor, ...) la valeur de ce paramètre est proportionnelle à la longueur et dépend de la constitution de la ligne. **L'étude de ces flux permet de comprendre le dimensionnement (c'est-à-dire la capacité de transit) du nouvel axe.**

Pour illustrer ces estimations des répartitions des flux de puissance sur les liaisons de cette boucle Tavel-Roquerousse-Réaltor-Feuillane-Jonquières, il est proposé dans un premier temps de considérer les besoins de puissance qui se basent sur les estimations de la section 5.1.3 permettant de **couvrir 90% des situations de soutirage à Tavel** (2200 MW à Réaltor et 1300 MW à Boutre) complétés d'une demande additionnelle de +700 MW à Réaltor et +3000 MW à Feuillane, soit les valeurs suivantes

- Réaltor → 2200 MW +700 MW
- Boutre → 1300 MW
- Feuillane → 900 MW + 3000 MW
- Jonquières → 400 MW

Pour la configuration nominale, la répartition des flux est donnée sur la figure 10. Dans la situation testée, le flux du nouveau tronçon est évalué à 3540 MW. Selon ce chiffre, ce tronçon apporte 90% de la consommation de Feuillane (le reste, 360 MW vient de Réaltor). Il faut aussi discuter de comment ce flux varie si la consommation à Feuillane ou à Réaltor change :

- Si la consommation de Réaltor augmente (ou diminue) de 1000 MW, alors cette variation va impacter pour 60% (soit 600 MW) l'axe Roquerousse-

Réaltor, et pour 40% (soit 400 MW) l'axe venant de Jonquières. Ces valeurs de 60% et 40% sont liées aux caractéristiques électriques des lignes qui fixent les répartitions. Ainsi dans le cadre d'une diminution de la demande à Réaltor de 1000 MW, le flux entre Roquerousse et Réaltor deviendrait égal à 2660 MW et celui entre Jonquières et Feuillane 3140 MW.

- Si la consommation de Feuillane augmente (ou diminue) de 1000 MW, alors cette variation va impacter pour 40% (soit 400 MW) l'axe Roquerousse-Réaltor et Réaltor-Feuillane, et pour 60% (soit 600 MW) l'axe venant de Jonquières. Ces valeurs de 60% et 40% sont liées aux caractéristiques électriques des lignes qui fixent les répartitions. Ainsi dans le cadre d'une augmentation de la demande à Feuillane de 1000 MW, le flux entre Roquerousse et Réaltor deviendrait égal à 3660 MW et celui entre Jonquières et Feuillane 4140 MW.

L'idée ici, est d'illustrer que même si la configuration initiale laisse penser que le nouvel axe apportera la puissance consommée à Feuillane, c'est plus complexe que cela. C'est pourquoi les études doivent s'appuyer sur des calculs en considérant un plusieurs situations. Ce qui est fait dans le tableau 5.

Ce tableau montre aussi que l'axe Réaltor-Feuillane qui est « monté » à 400 kV a un transit assez faible. Il n'apparaît donc pas nécessaire – dans le schéma proposé par RTE – de le renforcer au-delà de ce qui est prévu.

Tableau 5 : exemples de la répartition des flux sur le réseau bouclé pour une configuration nominale ('N') et 4 configurations dégradées ('N-1'). Couverture de 90% des besoins de soutirage à Tavel.

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 90% des besoins</b>				
(a) Configuration nominale	3940	3540	360	3260
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	4450	<b>4050</b>	-150	<b>2750</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4200	3800	120	3000
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3530</b>	3120	780	3680
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3200	<b>2800</b>	1100	4000
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis =hors tension est celui de longueur 70 km			

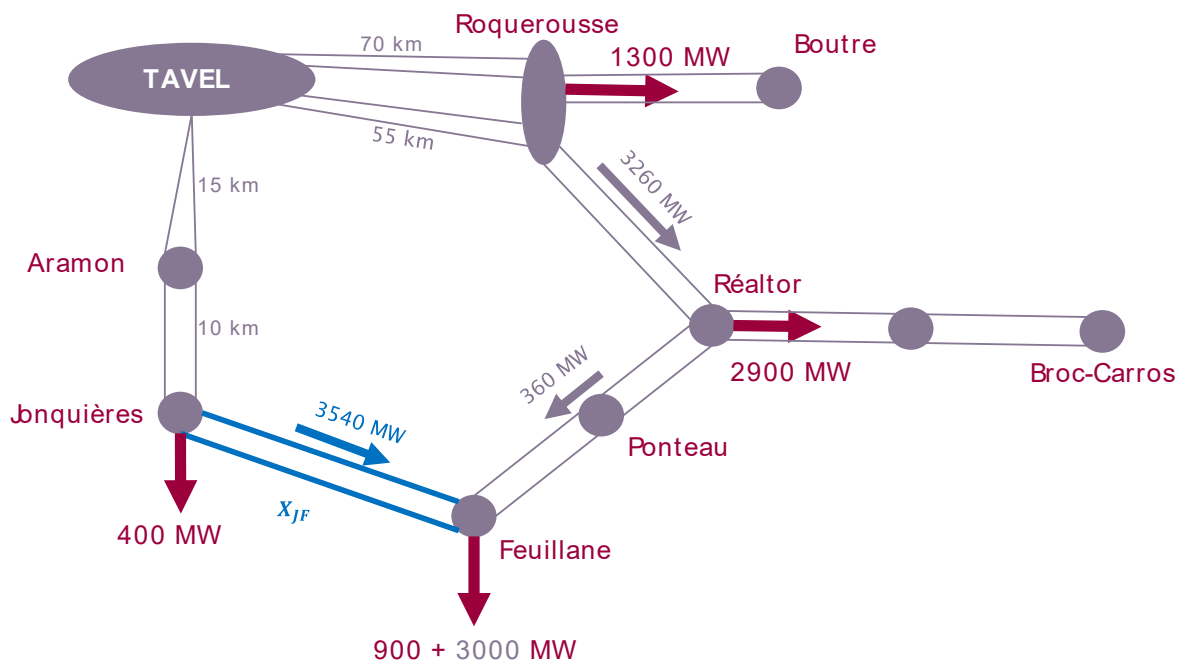


Figure 10 : exemple de répartition des flux sur le réseau bouclé, en configuration nominale

Dans le tableau 5, l'étude des configurations 'N-1' permet d'évaluer la résilience du réseau à la perte d'un ouvrage. Par exemple, il est possible de voir que c'est la perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor qui est la situation la plus contraignante pour l'axe Jonquières-Feuillane puisque le flux dépasse un peu 4000 MW, et que le flux atteint 2750 MW sur le circuit restant Roquerousse-Réaltor, soit près de 10% au-dessus de la limite (qui est de 2500 MW) ce qui paraît acceptable pour une pointe en hiver (car une température ambiante plus basse autorise à faire passer plus de courant sur les lignes).

Ensuite, une autre situation délicate est la perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières. Dans une telle situation le flux sur le circuit restant atteint 3530 MW, ce qui est environ 50 à 60% au-delà de la valeur de dimensionnement. Si la mise hors tension du circuit se prolonge il est nécessaire de pouvoir réduire ce flux rapidement (en quelques minutes). Une action très rapide à la main de RTE (à coût nul) serait d'ouvrir un des deux circuits entre Jonquières et Feuillane. Le flux entre Tavel et Jonquières tomberait alors à 2900 MW (ce qui est encore 30 à 40% au-delà de la limite), et celui entre Jonquières et Feuillane serait de 2500 MW. En complément il faudrait alors agir sur : de la flexibilité de consommation sur la ZIP, une augmentation de la puissance produite par les CCG (s'ils sont encore présents), ou encore un apport de l'usine hydroélectrique de Beaucaire pour réduire le soutirage à Jonquières.

Enfin, la dernière situation à regarder est la perte d'un des deux circuits entre Jonquières et Feuillane. Le circuit restant subit un transit de 2800 MW. En technologie aérienne, il est tout à fait possible que les circuits de cet axe aient une capacité proche de 2800 MW si on utilise quatre conducteurs en faisceaux. C'est finalement cette valeur (2\*2800 MW) qui serait la vraie limite de dimensionnement de l'axe Jonquières-Feuillane. Toutefois, compte-tenu que la probabilité

d'indisponibilité longue d'une ligne 400 kV est de 3h/an pour 100 km de circuit (soit 2h/an ici), et que par ailleurs, le trajet envisagé par RTE ne passe pas dans une zone à risque d'incendie, le risque de perte « longue durée » d'un des deux circuits Jonquières-Feuillane serait faible ; il apparaît donc plus pertinent de faire appel à de la flexibilité au lieu de dimensionner fortement l'axe. Auquel cas c'est le scénario (b) qui peut être considéré comme dimensionnant.

L'analyse précédente peut être reconduite en se plaçant dans la configuration **pour couvrir 99% des situations de soutirage à Tavel** (soutirage de 2800 MW à Réaltor, et 1600 MW à Boutre). Ce qui donne alors :

- Réaltor → 2800 MW + 700 MW
- Boutre → 1600 MW
- Feuillane → 900 MW + 3000 MW
- Jonquières → 400 MW

L'analyse du tableau 6 est similaire à celle faite pour le tableau 5, mais avec des flux plus importants. La puissance maximale que doit tenir l'axe Jonquières-Feuillane dans une situation 'N-1' est de près de 4400 MW, toujours dans le cas d'une perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor. La charge du circuit restant (3050 MW, soit 20% au-delà de la capacité de 2500 MW) pourrait être levée par une action de flexibilité en :

- réduisant la puissance de 1000 MW à Réaltor (ce qui par la même occasion réduirait le transit à 3900 MW entre Jonquières et Feuillane)
- réduisant la puissance de 1600 MW à Feuillane (ce qui par la même occasion réduirait le transit à 3300 MW entre Jonquières et Feuillane)
- ou toutes combinaisons des deux.

Tableau 6 : exemples de la répartition des flux sur le réseau bouclé pour une configuration nominale ('N') et 4 configurations dégradées ('N-1'). Couverture de 99% des besoins de soutirage à Tavel

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
(a) Configuration nominale	4200	3800	100	3600
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	4750	<b>4350</b>	-450	<b>3050</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4440	4040	-140	3360
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3750</b>	3350	550	4050
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3380	<b>2980</b>	920	4420
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis hors tension est celui de longueur 70 km			

Quant au cas de perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane, cela conduirait cette fois-ci à une puissance de 3000 MW sur le circuit restant, ce qui est un peu

excessif pour une ligne à 400 kV (même si une telle valeur peut malgré tout passer en condition hivernale). Comme dit dans le cas d'étude précédent, le cas (b) pourrait être retenu comme dimensionnant pour l'axe Jonquières-Feuillane, mais comme ce cas (b) obligerait à une action pour soulager le circuit Roquerousse-Réaltor (1000 MW de réduction à Réaltor ou 1600 MW à Feuillane), la vraie limite à retenir pour l'axe Jonquières-Feuillane serait 4000 MW.

Ces estimations des flux de puissance en situations 'N-1', et les besoins de flexibilité (appel à un effacement de consommation ou à de la production) nécessaires au respect des limites de transit de certains ouvrages semblent indiquer qu'une estimation à minima de la capacité du nouvel axe serait plus proche de 4000 MW que ce soit pour couvrir 99% ou 90% des situations. Pour cette nouvelle ligne aérienne chaque circuit devrait donc faire au moins 2000 MW de capacité, cela veut dire la construire au moins en faisceaux triple (3 conducteurs par phase) ce qui donnera environ 2200 MW de capacité (en aérien, un dimensionnement à 2\*2200 MW ou 2\*2000 MW cela n'a pas d'impact car c'est le nombre de conducteurs en faisceau qui fixe les choses).

Suite à son étude, RTE a alors affiché des paliers pour les capacités d'accueil en fonction des évolutions du réseau électrique (figure11).

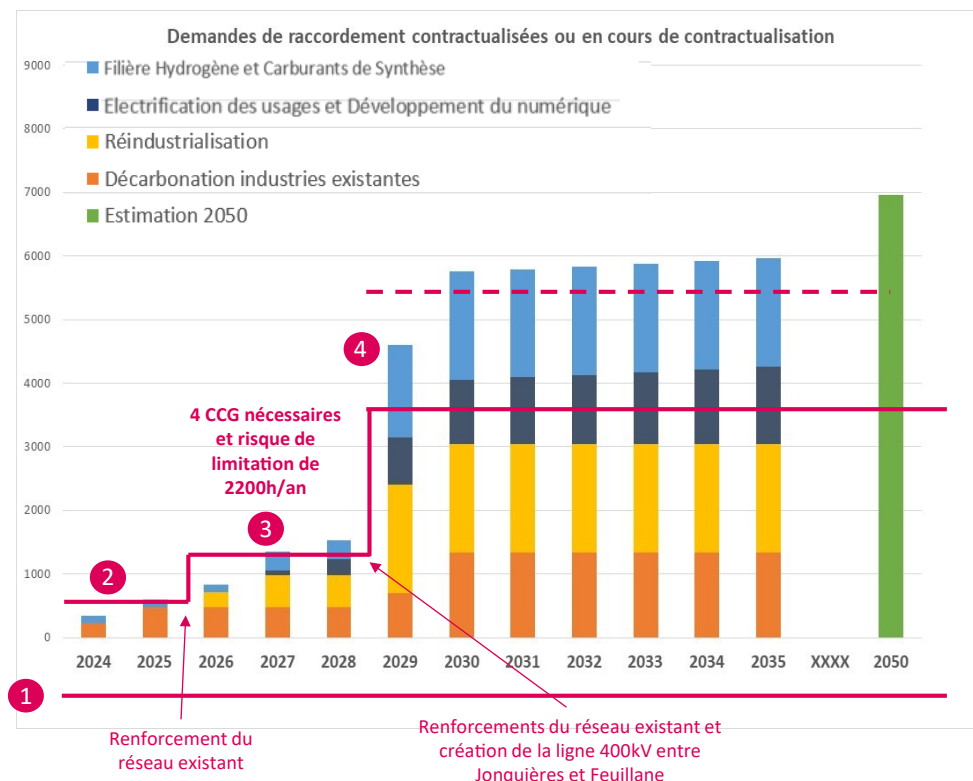


Figure 11 : évolution des capacités d'accueil disponibles en fonction des évolutions du réseau

Sur cette figure, RTE fait également apparaître plusieurs niveaux de capacité d'accueil pour la région :

- Le niveau 1 donne la situation sans les CCG. Dans une telle situation, RTE estime un manque de -700 MW ;
- Le niveau 2 représente ce qui serait atteignable en faisant appel à 3 groupes CCG à pleine puissance lors des heures critiques. Si ces groupes peuvent apporter leur pleine puissance simultanément, cela donne un apport de

1300MW, ce qui permet d'atteindre une capacité d'accueil de +600 MW (=1300-700) ;

- Le niveau 3 serait atteignable si les 4 CCG sont en mesure d'être disponibles simultanément (soit une capacité de production de 1800 MW), et parce que l'axe Réaltor Feuillane passe en exploitation à 400 kV. Les études de flux de puissance menées par RTE évaluent ce palier +1200 MW (=1800-600), avec malgré tout des appels ponctuels à de la flexibilité un certain nombre d'heures dans l'année. Les CCG sont appelés par le marché, ou parce que RTE doit gérer une contrainte locale.
- Le niveau 4 est obtenu en faisant l'hypothèse de ne pas faire appel aux CCG (hypothèse contraignante prise par RTE car avec les CCG ce ne serait pas une vraie décarbonation de l'industrie) avec une augmentation de la demande de +3700 MW (+3000 MW à Fos et +700 MW vers Marseille). Cette augmentation de capacité est rendue possible avec le nouvel axe si sa capacité de transit est de l'ordre de 4400 MW (voir les études de flux de puissance illustrées précédemment).
- Le niveau en pointillé correspond à une capacité additionnelle de 1900 MW apportée par des appels à la flexibilité en complément des futurs apports éoliens offshore ou un recours aux CCG.

### 6.2.2 Le doublement de la ligne Tavel-Réaltor

Dans la structure actuelle du réseau électrique cet axe est un des points faibles car c'est le principal corridor pour alimenter la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Actuellement la capacité de transit de cet axe (2\*1300 MW) est même plus faible que l'axe vers Boute.

Avec le passage à 400 kV de l'axe Réaltor-Ponteau-Feuillane, l'idée est venue d'un renforcement complet de l'axe depuis Tavel. Serait-il envisageable de doubler jusqu'à Feuillane cet axe qui est actuellement constitué d'une file de pylônes qui portent 2 circuits 400 kV ?

RTE a étudié plusieurs orientations. Face à la difficulté de construire une seconde ligne à quelques centaines de mètres de la première, RTE a évalué la possibilité de transformer la ligne actuelle à 2 circuits en une ligne à 4 circuits. Effectivement, on peut trouver à proximité de certaines zones urbaines denses des pylônes qui portent 4 voire 5 circuits triphasés, en région parisienne par exemple ou à proximité du pont de Martigues, mais c'est sur le réseau 225 kV et seulement sur certains points de passage. Dans le cas de cette ligne Tavel-Réaltor-Feuillane, il faudrait consigner durablement la ligne actuelle pour la déposer puis pour poser les nouveaux pylônes, ce qui n'est pas concevable. Par ailleurs, RTE mentionne à juste titre que cette solution n'apporte pas de sécurisation en cas d'évènements tels qu'une consignation sur incendie ou une destruction de pylône. Compte-tenu de la capacité de transit qu'aurait une telle ligne (plus de 5000 MW), la mise hors tension soudaine créerait un évènement critique pour l'ensemble du système électrique européen. En effet celui-ci est dimensionné pour pouvoir faire face à un déséquilibre fortuit de 3000 MW entre la production et la consommation. Cette valeur est issue du risque dimensionnant qui a été identifié, à savoir la perte simultanée des deux plus gros réacteurs nucléaires (site de Civaux avec deux unités de 1450 MW chacun). Les groupes nucléaires fonctionnent par paires, d'où cette approche par paires et non par site (par exemple sur le site de Paluel il y a 4 groupes de 1300 MW, mais deux paires de 2\*1300 MW).

Le système électrique européen est capable de réagir en quelques secondes à la perte d'une poche de production ou de consommation de 3000 MW en compensant cette perte grâce à un pilotage automatique (on parle de réglage primaire de fréquence) de certaines unités de production, ou de certains sites de consommation, ou encore de batteries stationnaires. Ce type d'incident a un impact sur la fréquence des signaux électriques (50 Hz en Europe). Il faut éviter que la fréquence ne chute (en cas de perte de production) ou ne monte (en cas de perte de consommation) trop fortement ce qui pourrait conduire à des déconnexions en cascade qui déstabiliseraient le système électrique jusqu'à un black-out partiel ou total.

Finalement une telle solution consisterait à mettre tous ses œufs dans le même panier, ce qui n'est jamais bon pour la résilience. C'est pourquoi la décision prise par RTE de ne pas la retenir est tout à fait pertinente.

**RTE a aussi évoqué – et non retenu** – le projet qui consisterait à déposer puis reconstruire en 400 kV la ligne 225 kV qui relie Jonquières à Roquerousse en passant par le nouveau poste de Montagnette puis à Feuillane en passant par le nord de de l'étang de Berre (via les postes de Salon et Rassuen). Cela demanderait également de passer en 400 kV le poste de Montagnette (poste récent), chose qui ne semble pas insurmontable.

Dans sa note, RTE écrit « les pylônes existants de la ligne 225 kV à un circuit ont une largeur de nappe de 12m (distance entre les conducteurs les plus éloignés), alors qu'une ligne 400 kV double circuit aurait une largeur de nappe d'environ 32m ». Toutefois il faut préciser que les pylônes de la ligne Réaltor-Feuillane qui est en technologie 400 kV ont une largeur de nappe qui doit être d'environ 20m car c'est une forme de pylônes proche de ceux utilisés en 225 kV.

Pylône hauteur = 50m en zone plate (et 40m pour la ligne en techno 225 kV)

Pylônes classiques en 400 kV : 45 m à 55m

Serait-il donc possible de reconstruire cette ligne 225 kV en utilisant des pylônes similaires à ceux utilisés pour Réaltor-Feuillane ? Cela pourrait permettre de réduire la gêne visuelle. Ou, pourrait-on envisager d'utiliser des câbles à faible dilatation qui seraient plus tendus de manière à réduire la flèche, ce qui permettrait d'utiliser des pylônes plus bas tout en garantissant les distances minimales de sécurité par rapport au sol ? C'est la zone des Alpilles où les pylônes 225 kV actuels sont de taille relativement petite (environ 30 m). Dans sa première partie entre la Montagnette et Roquerousse, la ligne actuelle passe au-dessus des habitations en bordure de la commune des Eyguières. Un passage en 400 kV obligerait à détourner un peu le passage pour rester en aérien jusqu'à Roquerousse. Ensuite, à partir de Roquerousse, pour un tronçon aérien et/ou souterrain, il ne semble pas impossible de longer la N569 qui possède des accotés très larges. Il reste toutefois primordial dans ce type de schéma de s'assurer de la manière dont les flux de puissance se répartissent pour ne pas prendre le risque de devoir dimensionner très fortement certains ouvrages, à moins d'utiliser des équipements de pilotage des flux.

Quelques données sur les longueurs de ligne :

- Jonquières-Montagnette-Roquerousse → 34 km
- Roquerousse-Feuillane par Rassuen → 38 km

### 6.2.3 Synthèse des solutions aériennes

D'un point de vue du réseau la construction d'une ligne aérienne présente des avantages indéniables en termes de :

- Durée et simplicité des travaux (surtout que dans le cas présent la topographie est plate),
- Excellente disponibilité avec très peu de mise hors tension longue :
  - o Arrêt programmé (maintenance) → 3 semaines tous les 20 à 25 ans pour 100 km de circuit en 400 kV
  - o Arrêt fortuit (défaut nécessitant une intervention) → 3h/an pour 100km de circuit en 400kV

Par contre, dans un réseau bouclé ou maillé, les flux de puissance qui circulent sur une liaison AC ne sont pas contrôlés précisément, mais dépendent :

- des caractéristiques électriques et les longueurs des tronçons
- des schémas d'exploitations choisis par le gestionnaire du réseau
- de la localisation des points de soutirage (les points de consommation) et des points d'injections (des unités de production, ou le poste de Tavel), avec leurs niveaux de puissance associés.

L'étude de cette répartition des flux de puissance à la fois en configuration d'exploitation nominale et pour plusieurs configurations dégradées (situations dites 'N-1') indique :

- un besoin de dimensionnement de l'ordre 4000 MW de la nouvelle ligne dans le cadre du schéma proposé par RTE
- que le tronçon Réaltor-Ponteau-Feuillane a un faible transit :
  - o C'est lié à la structure de la boucle et l'existence d'une certaine symétrie des puissances soutirées entre la partie gauche du réseau (Jonquières-Feuillane) et la partie droite (Réaltor)
  - o La question peut donc se poser d'identifier un schéma qui serait susceptible de mieux exploiter les capacités de transit de cet axe. Cela passerait inévitablement par l'utilisation d'équipements permettant le pilotage des flux.

## 6.3 Les solutions souterraines ou hybrides

### 6.3.1 Des limites à l'enfouissement

Il est très important de préciser que l'enfouissement d'une ligne électrique à courant alternatif à très haute tension pose des difficultés importantes, tant d'un point de vue électrotechnique pour assurer une bonne gestion du réseau, que de celui de la réalisation. Parmi les facteurs limitants, nous pouvons citer les facteurs suivants :

- Le besoin de compenser la puissance réactive produite par les câbles. De par le comportement capacitif très prononcé, les câbles souterrains sont fortement générateurs de puissance réactive. C'est d'autant plus vrai à haute tension puisque cette puissance réactive est proportionnelle au carré de la tension du réseau. Cette puissance réactive a tendance à générer des élévations de tensions au-delà des limites réglementaires. Il faut donc compenser cette puissance avec des équipements qui vont absorber cette puissance, ce sont les selfs de compensation. Elles doivent être positionnées

à proximité des câbles pour que leur effet soit le plus efficace. Pour des câbles 400 kV, le besoin de compensation est estimé à 10-11 Mvar/km de tri-câble.

- Les câbles souterrains ont plus de difficulté à se refroidir qu'une ligne aérienne. Pour transporter une même puissance que sur une ligne aérienne équivalente, il faut multiplier le nombre de tri-câbles placés en parallèle afin que le courant se répartisse entre eux, ce qui donnera moins de courant par câble donc moins de pertes et moins d'échauffement. Par ailleurs les tri-câbles doivent être suffisamment espacés pour limiter les échauffements mutuels.
- Les câbles souterrains ont des caractéristiques électriques différentes des lignes aériennes. Au-delà du comportement capacitif qui est plus prononcé, leur comportement inductif est plus faible, ce qui veut dire que leur réactance (paramètre 'X') est plus faible. Ce paramètre est fondamental lorsqu'il s'agit d'évaluer la répartition des flux de puissance dans un réseau bouclé ou maillé. Dans un tel réseau, une branche avec une faible réactance verra passer plus de puissance (elle « aspire » plus de puissance). Considérons le cas simple de la figure 10 avec la boucle Tavel-Réaltor-Feuillane-Jonquières avec ces deux chemins pour aller de Tavel vers feuillane : le chemin de gauche (Tavel-Jonquières-Feuillane) et le chemin de droite (Tavel-Réaltor-Feuillane). Si le chemin de gauche utilise une part importante de câble souterrain (pour Jonquières-Feuillane) alors la réactance globale du chemin de gauche sera d'autant plus faible ce qui conduira à augmenter la puissance qui transite par cet axe, ce qui peut amener à mettre plus de câbles pour acheminer la puissance sans échauffement excessif, ou déployer des équipements spécifiques pour maîtriser/piloter les flux (par exemple, des transformateurs déphaseurs peuvent être utilisés).
- L'utilisation de câbles souterrains oblige à réaliser des jonctions régulières car les câbles sont déroulés par longueur de 1 à 2 km (contrainte liée à la taille du touret qui permet d'apporter le câble sur site). Ces jonctions nécessitent des travaux importants qui doivent être réalisés avec le plus grand soin car ces jonctions représentent des points de faiblesse avec une probabilité plus grande d'occurrence de défauts.
- Le respect des limites de courant capacitif « derrière » un disjoncteur. Dans le réseau, des disjoncteurs sont placés dans les postes électriques pour mettre sous tension ou mettre hors tension les ouvrages. Pour s'assurer qu'un disjoncteur puisse bien couper le courant lorsqu'on l'ouvre, la ligne qu'il manœuvre doit respecter une limite de courant capacitif, ce qui revient à avoir une longueur maximale de câble derrière un disjoncteur. Cette valeur limite est fixée par une norme. Pour le type de câble 400 kV mentionné par RTE dans son étude des solutions écartées, cela conduit à une longueur de 24 km maximum. Mais si le disjoncteur alimente  $N$  câbles placés en parallèle, la longueur maximale du tronçon câblé devient  $24/N$  km.

### 6.3.2 Solution 400 kV totalement souterraine

Compte-tenu de l'ensemble des éléments qui viennent d'être mentionnés, il est très complexe d'envisager une solution intégralement souterraine à 400 kV en alternatif entre Jonquières et Feuillane (65 km). Pour pouvoir faire deux circuits souterrains (un dans le prolongement de chacun des deux circuits aériens venant de Tavel), il faudrait envisager

- Plusieurs tri-câbles par circuit. Par exemple, sur la base d'éléments mentionnés dans la section 4.3.2 (dont le document référencé pour l'estimation des niveaux de courant admissibles et des facteurs correctifs en fonction des conditions de pose) une évaluation approximative conduit à 4 tri-câbles par circuit, soit  $(3*4*2)*65 = 1560$  km de câble à poser.
- La réalisation de nombreuses jonctions,  $24*65 = 1560$  jonctions si une jonction par km (si tourets de 1 km de câbles), ou 1000 jonctions si tourets de 1,5 km de câbles.
- La réalisation de postes intermédiaires pour placer des selfs de compensation et des disjoncteurs afin de respecter la limite de 24 km de câbles desservis un disjoncteur.
- En termes de défaillances (voir section 4.6), avec une hypothèse de 0,11 défauts/an et pour 100 jonctions, cela ferait 3 à 4 défauts jonction tous les deux ans, et pour les câbles eux-mêmes, 0,1 défauts/an pour 100 km de câble, soit 3 défauts tous les deux ans. Soit en combinant les deux types de défauts, 6 à 7 défauts tous les deux ans. Avec environ 25 à 30 jours de réparation à chaque fois. Enfin, à ces défaillances sur les câbles et jonctions peuvent s'ajouter celles des selfs de compensation et cellules de connexion.

Par rapport à la solution aérienne, une telle solution donnerait lieu à un excès de puissance qui transiterait par Jonquières-Feuillane car l'impédance 'X' du tronçon câblé Tavel-Jonquières-Feuillane serait assez faible comparativement à celle du trajet aérien Tavel-Réaltor-Feuillane. Un calcul rapide indique près de 4800 MW en situation 'N' avec 2 fois 4 tri-câbles, à comparer avec 3640 MW pour le cas 100% aérien (avec les hypothèses du tableau 5 pour couvrir 90% des demandes de puissance).

Dans la suite, seules trois configurations aériennes avec des siphons souterrains sont regardées.

### 6.3.3 Les solutions 400 kV avec siphons

Les solutions regardées sont sur la base du schéma de la figure 12 entre les postes de Jonquières (J) et Feuillane (F).

Pour chaque situation, des postes intermédiaires sont prévus aux deux extrémités de chaque siphon. Ces postes intègrent des sectionneurs et parfois complétés par des selfs de compensation (éventuellement pour ce qui concerne les postes entre les deux siphons).

Pour les postes intermédiaires, le choix est fait de mettre des sectionneurs pour chaque tri-câbles afin de pouvoir – après un défaut câble ou jonction – faire une remise en service suite à l'identification du tri-câble en défaut et ouverture des sectionneurs à ses deux extrémités. Une illustration est donnée sur la figure 13. Ainsi pour les 3 longueurs de siphon étudiées (3 – 6 ou 10 km) la limite de courant capacitif (24 km « derrière » un disjoncteur) est respectée. Ce choix privilégie la disponibilité à la minimisation du nombre de disjoncteurs. Avec cette approche, une fois le tronçon de câble en défaut localisé, il est possible d'ouvrir les organes de coupures aux deux extrémités du tri-câble afin de remettre le circuit sous tension (et un tri-câble en moins sur le siphon). La durée d'indisponibilité du circuit doit pouvoir alors être inférieure à 25j.

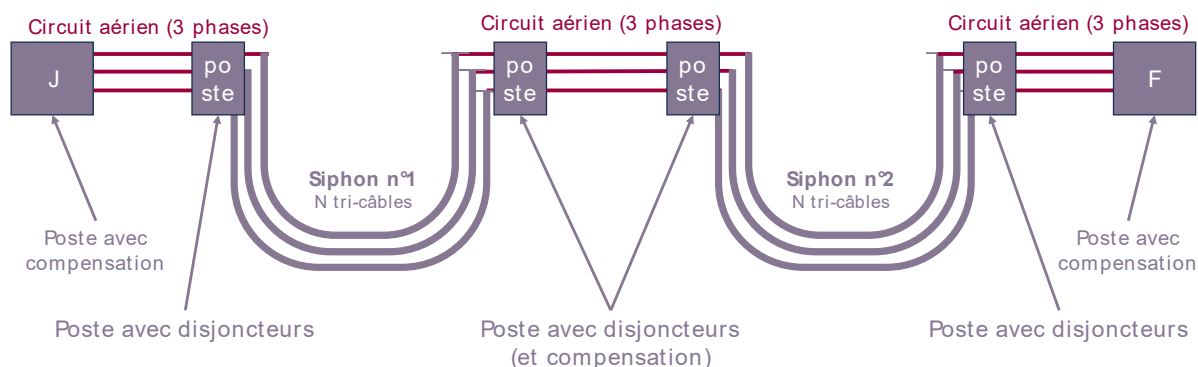


Figure 12 : schéma simplifié d'un circuit 400kV avec deux siphons souterrains.

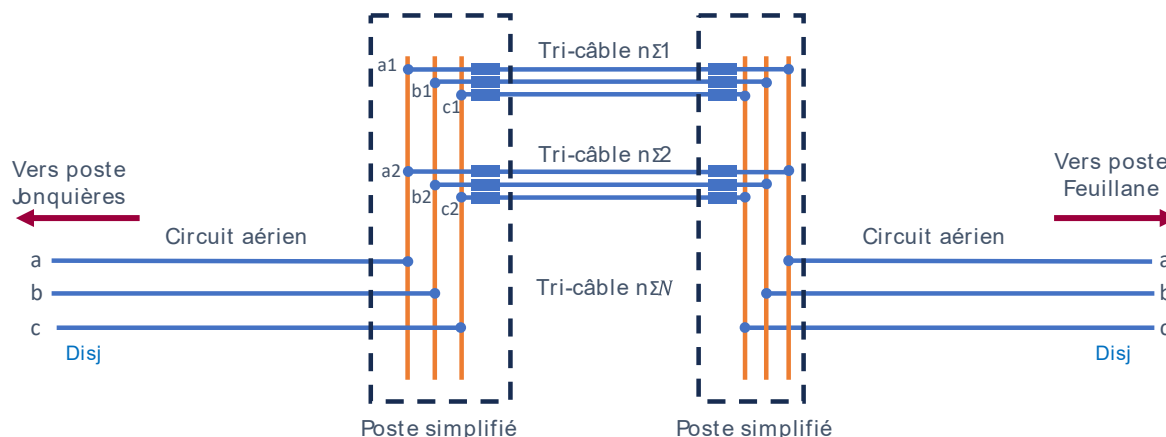


Figure 13 : illustration simplifiée de l'installation des sectionneurs dans les postes simplifiés (les sectionneurs sont matérialisés par des rectangles bleus, et les selfs de compensations ne sont pas représentées ici).

### 6.3.3.1 Quelques documents de référence

Dans le cadre de cette analyse des solutions avec siphons, et en complément de l'étude produite par RTE, trois documents ont contribué à apporter des éléments afin de diversifier les sources

- Un document canadien de Alberta Energy<sup>10</sup> publié en 2009, et dont la section 8 est consacrée aux « AC Overhead Line Combined with Underground Transmission Cable ».
- Un document de l'ENTSOe<sup>11</sup> (association des gestionnaires européens de réseaux de transport d'électricité) publié en 2011 et intitulé « Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines ».
- Un document du gestionnaire de réseau Danois Energinet<sup>12</sup> qui analyse plusieurs solutions technologiques pour le renforcement du réseau de transport « Technical issues related to new transmission lines in Denmark », que ce soit en aérien 400 kV, ou hybride aérien et souterrain.

10 <https://open.alberta.ca/dataset/c4b3597c-ff0b-4bbe-9eea-33a6cb7f4929/resource/c1f3a52c-a5b2-4f8d-9517-9e492a8dac4a/download/transmissionsystemsstudy.pdf>

11 [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/position\\_papers/joint\\_ENTSO-E\\_Europacable\\_FINAL\\_17\\_Dec\\_2010\\_signed.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/position_papers/joint_ENTSO-E_Europacable_FINAL_17_Dec_2010_signed.pdf)

12 Technical issues related to new transmission lines in Denmark.

<https://energinet.dk/media/k0uhxdjk/technical-issues-related-to-new-transmission-lines-in-denmark.pdf>

**Concernant les postes intermédiaires (ou de transition)**, des éléments d'information peuvent être trouvés dans le document de Alberta Energy. Ce document explore l'utilisation d'une ligne 500kV avec siphon. Par exemple des croquis sont donnés pour avoir une idée de l'empreinte au sol des postes intermédiaires. Les croquis sont faits pour une ligne 500 kV à deux circuits, chaque circuit étant raccordé à deux tri-câbles pour les siphons. Dans cette situation (2 circuits et 2 tri-câbles par circuit), et pour un poste sans selfs de compensation la surface estimée est de  $65\text{m} \times 90\text{m} = 6000 \text{ m}^2$ , et environ  $100\text{m} \times 140\text{m} = 1,4 \text{ ha}$  avec selfs de compensation. Le document Energinet parle de 8 à 10 hectares pour 4 tri-câbles avec des selfs de compensation). Pour sa part le document de l'ENTSOe indique une superficie de 2000 à 4000 m<sup>2</sup> en fonction du nombre d'équipement à installer. Comme le document ENTSOe manque de précision sur ce point, il est préférable de se baser sur ceux d'Alberta et d'Energinet. Bien-sûr, la superficie de ces postes augmentera avec le nombre de tri-câbles, de selfs ou encore de cellules de connexion. La superficie peut aussi varier selon les réglementations nationales. Les chiffres indiqués précédemment montrent que l'éventail est assez large.

**Concernant les jonctions** à réaliser régulièrement, le document ENTSOe indique une emprise de 10m par 2,5m et une profondeur de 2,1m. il est indiqué que l'utilisation de jonctions préfabriquées facilite leur construction sur site et réduit le temps d'installation, donc les coûts liés à l'installation (qui seraient à comparer au surcoût des jonctions préfabriquées).

**Concernant les emprises au sol** cela dépend du nombre de tri-câbles (donc de la puissance à faire transiter) et du mode de pose de ces tri-câbles. Les projets au Danemark et en Italie ont privilégié une pose en nappe avec des espacements de 5 à 6 mètres entre chaque nappe. Cela réduit les effets d'échauffement mutuel, donc permet une plus grande capacité de transport, donc moins de câbles, donc un coût moindre. Cela n'est envisageable que si l'emprise au sol est disponible pour mener les travaux. Dans le document<sup>12</sup> avec un tel mode de pose cela conduit à une bande de 30 mètres de large pour 4 tri-câbles (2 par circuit). Dans le cadre de son analyse RTE a fait le choix d'une pose en trèfle pour contenir l'emprise quitte à devoir mettre plus de tri-câbles. Dans le cadre d'une réalisation il y aurait une optimisation à mener. Par ailleurs, pendant les travaux les emprises utilisées par le chantier seraient plus larges.

**Concernant les durées moyennes d'installation** (pour un enfouissement direct en zone urbaine), le document ENTSOe l'évalue à 1,2 km de tri-câble par mois<sup>13</sup> pour ouvrir la tranchée, poser le câble (+jonctions à faire en plus) et refermer la tranchée. Pour la pose du câble seule, il faut compter 1 à 2 jours par km et par phase avec une seule équipe technique. Après installation des câbles il faut compter la réalisation des jonctions (non chiffrée spécifiquement) puis une semaine de tests électriques. Cette évaluation de l'ENTSOe est faite sur la base du projet du projet en Italie (voir section 6.3.3.3) qui concerne deux tri-câbles. Pour sa part RTE considère environ une pose de 1,3 km de tri-câble par mois, auquel s'ajoute un temps de pose de 4 à 5 jours pour une jonction de tri-câble.

Enfin, pour **l'évaluation économique**, les éléments à prendre en compte sont : (i) la longueur de liaison câblée (incluant la réalisation de jonctions) et de ligne aérienne, (ii) les cellules à créer dans les postes pour la connexion des lignes et selfs de

---

13 Le document mentionne 14 mois pour deux tri-câbles de 8,4 km chacun dans sa tranchée.

compensation, (iii) le nombre de selfs de compensation, et (iv) les transitions aéro-souterraines pour les postes intermédiaires. Le document de l'ENTSOe indique que près de 60% des coûts sont dus à des travaux de génie civil.

Le document Alberta Energy donne les chiffres (à la date de l'année 2009) du tableau 7. L'utilisation de ces chiffres nécessitera une prise en compte d'une inflation.

Tableau 7 : ordre de grandeur des coûts pour la mise en place d'une liaison aérienne avec siphon (Alberta Energy, année 2009)

Coût d'infrastructure à 500kV	Coût (M€ en 2009)
Ligne aérienne à 2 circuits (M€/km)	1,4
Tri-câble (M€/km)	1,8
Jonction (M€/unité)	0,04
Terminaison câblée (M€/unité)	0,2
Pose d'une liaison à 2 tri-câbles	1,7
Evolution d'un poste (ajout départ 500 kV)	20
Evolution d'un poste (ajout de selfs de compensation 500 Mvar)	18
Poste de transition (sans self de compensation), 1 circuit → 2 tri-câbles	3,1

Pour la comparaison des durées de travaux, les éléments à prendre en compte sont : (i) le nombre de jonctions pour les câbles, (ii) les longueurs de tranchées (une pour chaque tri-câble), (iii) le nombre de cellules à créer dans les postes, et (iv) le nombre de liaisons aéro-souterraines. Pour la comparaison, seuls les deux premiers points seront considérés en s'appuyant sur les ordres de grandeurs données par le document ENTSOe ou RTE (voir précédemment).

Dans la suite, trois configurations avec siphons seront étudiées : 3+3 km, 6+6 km, et 6+10 km. Les analyses seront faites pour 4 tri-câbles par circuit sur la base d'une hypothèse de 500 à 550 MW de capacité de transit pour chaque tri-câble.

Dans chaque cas un bilan sera fait des équipements requis, des probabilités de défaillances (selon la méthodologie de la section 6.3.1), et de l'impact sur les flux de puissance puisqu'en augmentant la longueur de câbles on réduit la réactance ('X') du chemin Tavel-Jonquières-Feuillane ce qui va augmenter la puissance qui transite sur cet axe.

Enfin, concernant les empreintes au sol des postes intermédiaires,

- Le retour du Danemark indique 0,5 ha (sans selfs) à 1 ha (avec selfs) pour deux tri-câbles et un circuit. Cela donnerait 2 ha pour huit tri-câbles (sans selfs) et 4ha (avec selfs).
- L'étude Alberta indique, pour deux circuits et deux tri-câbles par circuit, une superficie de 0,6 ha (sans selfs), et 1,4 ha (avec selfs). Cela donnerait 1,2 ha (sans selfs) ou 3 ha (avec selfs)

Nous pourrions donc retenir pour 8 tri-câbles, 1 à 2 ha (sans selfs), et 3 à 4 ha (avec selfs)

### 6.3.3.2 Exemple de réalisation n°1, liaison Aalborg et Arhus (Danemark)

Il s'agit ici d'une connexion 400 kV entre Aalborg et Arhus mise en service en 2004. La longueur totale de la ligne est de 140 km avec trois siphons pour une longueur totale de 14km (4,5 + 2,5 + 7 km). La ligne aérienne (un seul circuit) a une capacité de 2000 MW (valeur usuelle pour une ligne à deux conducteurs en faisceau, figure

14). Pour les passages en siphon deux tri-câbles (section 1200 mm<sup>2</sup> en aluminium) ont été utilisés. Ces deux tri-câbles ont une capacité globale de 1000 MW en régime permanent, mais peuvent être surchargés à 2000 MW pendant 30 heures, et à 1600 MW pendant 100 heures. Cette approche de dimensionnement permet de réduire le nombre de tri-câbles et donc les coûts, mais elle ne peut convenir que si le profil de puissance n'est pas constant (c'est-à-dire qu'il y a des phases avec des puissances plus élevées suivies de phases avec des puissances plus faibles pour faciliter le refroidissement du câble). La méthode de dimensionnement choisie pour le tronçon souterrain oblige à une gestion plus complexe du flux admissible en tenant compte de la dynamique thermique. Mais c'est dans l'esprit actuel qui vise à exploiter les ouvrages au plus proche de leurs limites physiques en s'appuyant sur davantage de mesures disponibles et une modélisation plus fine des ouvrages. Pour évaluer si cette approche serait applicable pour des zones de consommation plus industrielles telle que la zone de Fos, il faudrait disposer d'informations sur les profils de charge industrielle (Arcelor Dunkerque ? Fos actuellement ?). On peut penser qu'une zone industrielle a un profil de consommation assez plat.

Pour deux tri-câbles de 14 km chacun, le besoin de compensation s'estime donc à 280-300 Mvar, cela correspond aux moyens de compensation installés (140 Mvar dans une sous-station, et 100Mvar dans un poste de transition<sup>14</sup>).

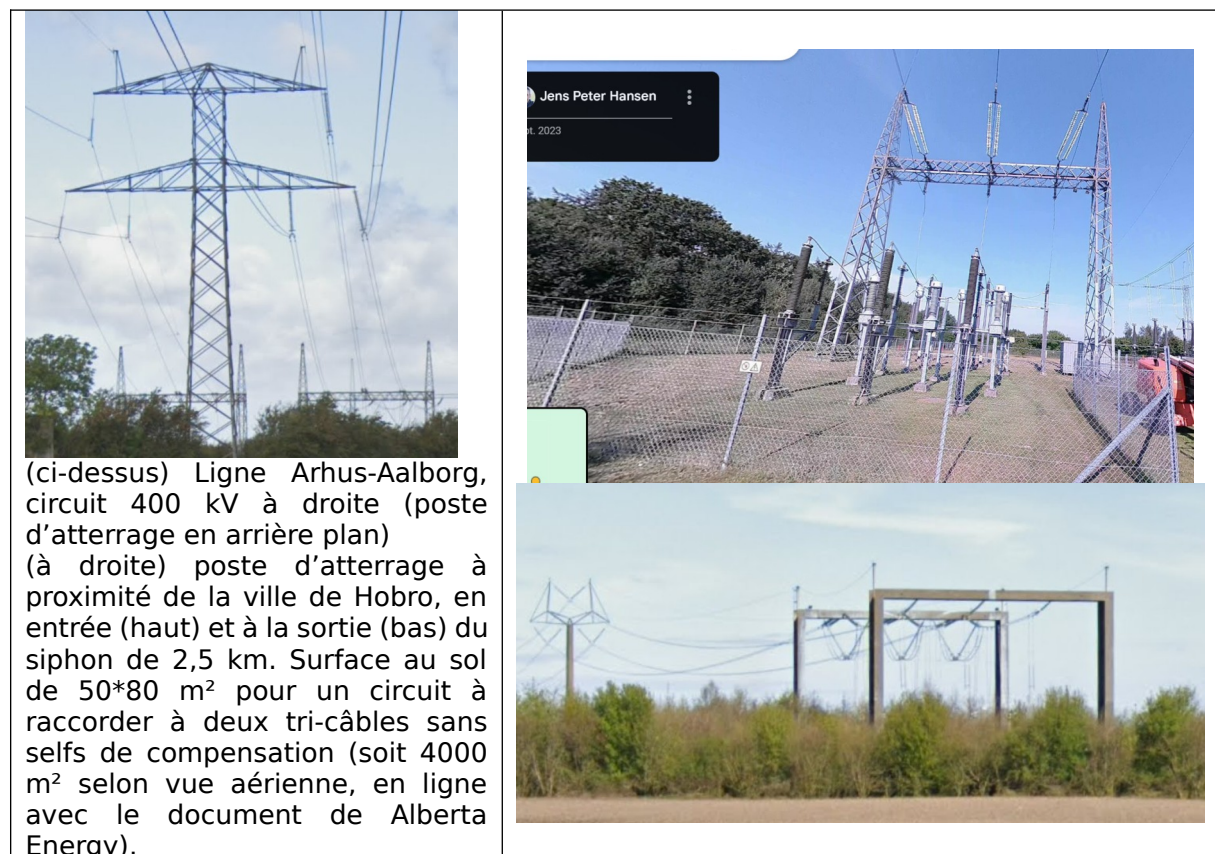


Figure 14 : ligne 400 kV avec siphons au Danemark

Concernant les postes intermédiaires (sans selfs de compensation) pour les transitions aérien-souterrain, la surface est indiquée à 4000 m<sup>2</sup> (deux tri-câbles et un seul circuit aérien, référence 14). Pour le poste qui intègre 100 Mvar de compensation la superficie est 2 à 3 fois plus grande (estimation selon vue

14 C. Jensen et P. Argaut, " 400 kV Underground Cables in Rural Areas", conference Cigre 2006

aérienne). Pour une ligne aérienne à deux circuits et plus de tri-câbles par circuit, cette superficie va forcément croître.

Pour cette ligne, les siphons ont la particularité d'être enterrés directement en zones agricoles et parcs naturels ; cela permet de réduire les coûts d'installation, mais limite la capacité de transit par rapport à une installation en tunnel (car l'évacuation des calories liées aux pertes dans le câble est plus difficile en pleine terre). Les tri-câbles ont été posés en nappe (30 cm entre chaque câble) dans deux tranchées de 2 mètres de profondeur et 1 mètre de large et espacées de 6 mètres (voir référence 14).

#### 6.3.3.3 Exemple de réalisation n°2, Turbigo-Rho (Italie)

Ce deuxième exemple de ligne 380 kV avec siphon se trouve en Italie à proximité de Milan<sup>15</sup>. Il s'agit d'une ligne de 28 km avec un tronçon souterrain de 8,4 km. La ligne aérienne est constituée d'un seul circuit avec une capacité d'environ 2000 MW. Le tronçon souterrain est constitué de deux tri-câbles dont la capacité de transit est de 1000 MW chacun (courant admissible de 1600 A, et une section de 2000 mm<sup>2</sup>). Le cahier des charges spécifiait que le câble devait supporter un facteur de charge quotidien de 100% (soit un fonctionnement à pleine charge, ce qui est plus contraignant d'un point de vue thermique). Le câble a été conçu pour être capable de supporter un courant de 1,8 fois la valeur de référence pendant 5 heures à partir d'un niveau de charge de 80%. Une telle exigence permet, lors d'un incident sur un tri-câble, d'assurer temporairement le transit de puissance. Par ailleurs, dans la phase de définition, la volonté était que le dimensionnement de la liaison souterraine ne constitue pas un goulet d'étranglement de la ligne complète. Concernant la pose, le câble est enfoui directement à une profondeur de 1,5 mètre, avec une pose en nappe (35 cm entre chaque câble d'un tri-câble), et une distance de 6 mètres entre les deux tri-câbles (similaire au cas danois vu précédemment). Les autres détails techniques sont donnés dans le document cité en référence. Le document ENTSOe indique une durée de travaux de 14 mois pour le siphon. Enfin, il est à noter que ce câble a été conçu et fabriqué par Prysmian dans son usine française de Gron (Yonne).

#### 6.3.3.4 Deux siphons {3 + 3 km}

Ici l'évaluation est faite pour 2\*2000 MW en régime permanent, et pour un câble de section 2500 mm<sup>2</sup> en cuivre. A partir de la référence 1<sup>16</sup>, le besoin pourrait être de 3 ou 4 tri-câbles par circuit. Toutefois, si les profils de charge devaient permettre d'envisager une approche comme au Danemark, alors le nombre de tri-câble pourrait être réduit. Les évaluations ci-après sont faites pour 2\*4 tri-câbles, les caractéristiques sont :

- Linéaire de câble : (3km+3km)\*3phases par tri-câble\*4 tri-câbles par circuit\*2 circuits = 144 km.
- Nombre de jonctions (si une par km) : (2+2)\*3\*(4\*2) = 96 jonctions.
- Nombre de jonctions (si une par 1,5 km) : (1+1)\*3\*(4\*2) = 48 jonctions.
- 4 liaisons aéro-souterraines (0,5 ha à quelques ha par site selon les équipements à mettre).

---

15 Conférence CIGRE 2006, papier B1-302, "The new Turbigo-Rho 380 kV transmission line: an example of the use of underground XLPE cables in a meshed transmission grid"

16 Câbles posés en trèfle à une profondeur de 1,5 mètre, une résistivité thermique de 1,2 Km/W, une température du sol de 30°C, un écartement de 2 mètres entre chaque tri-câble, et une mise à la terre aux deux extrémités (besoin de 4 tri-câbles), ou croisés ou à une seule extrémité (besoin de 3 tri-câbles)

- Cellules de connexion dans les postes intermédiaires (une par tri-câble) : 32 cellules.
- Besoin de compensation :  $(6*11)*4*2 = 528$  Mvar ; 4 selfs de 130 Mvar, une à l'extrémité de chaque circuit dans les postes de Jonquières et Feuillane. Besoin d'installer 4 cellules de connexion.
- Emprise au sol après travaux : 8 à 10 mètres pour chaque circuit pour ce qui concerne les câbles souterrains avec des contraintes sur les cultures en surface, et 4 postes intermédiaires sans selfs, soit une emprise 1 à 2 ha par poste.
- Risque de défauts :
  - o Défauts câbles :  $0,1$  défaut/an \*  $144/100 = 0,14$  défauts/an
  - o Défauts de jonction :  $0,11$  défauts/an\* $96/100 = 0,11$  défauts/an (ou  $0,06$  défauts/an si 48 jonctions)
  - o Risque total :  $0,25$  défauts/an, soit en moyenne 6j par an pour réparation (ou  $0,2$  def/an soit 5j/an)

Concernant les flux de puissance, les calculs de tous les scénarii sont donnés en annexe. Pour les configurations nominales :

Scénario		Consommation de la ZIP : 3900 MW			
		$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Siphon 3 + 3 km</b>					
(a) Configuration nominale (99% des besoins)		4200	<b>3800</b>	100	3600
(b) Configuration nominale (90% des besoins)		4000	<b>3600</b>	300	3200

#### 6.3.3.5 Deux siphons (6 + 6 km)

Les caractéristiques sont, toujours pour 4 tri-câbles par circuit :

- Linéaire de câble :  $(6\text{km}+6\text{km})*3\text{phases}$  par tri-câble\*4 tri-câbles par circuit\*2 circuits = 288 km
- Nombre de jonctions (si une par km) :  $(5+5)*3*(4*2) = 240$  jonctions
- Nombre de jonctions (si une par 1,5 km) :  $(3+3)*3*(4*2) = 144$  jonctions
- Emprise au sol après travaux : 8 à 10 mètres pour chaque circuit
- 4 liaisons aéro-souterraines (3500 à 4000 m<sup>2</sup> par site)
- Cellules de connexion dans les postes intermédiaires (une par tri-câble) : 32 cellules
- Besoin de compensation :  $(12*11)*4*2 = 1056$  Mvar ; au choix :
  - o 4 selfs de 256 Mvar, une à l'extrémité de chaque circuit dans les postes de Jonquières et Feuillane. Besoin d'installer 4 cellules de connexion.
  - o ou, 8 selfs de 128 Mvar, une à l'extrémité de chaque circuit (soit 4 selfs) dans les postes de Jonquières et Feuillane, et 4 selfs pour les deux postes intermédiaires du milieu. Besoin d'installer 8 cellules de connexion.
- Emprise au sol après travaux : 8 à 10 mètres pour chaque circuit pour ce qui concerne les câbles souterrains avec des contraintes sur les cultures en surface, et 4 postes intermédiaires sans selfs (soit une emprise 1 à 2 ha par poste) ou un ou deux de ces postes qui accueilleraient des selfs de compensation (3 à 4 ha par poste)
- Risque de défauts

- Défaits câbles :  $0,1 \text{ défaut/an} * 288/100 = 0,29 \text{ défauts/an}$
- Défaits de jonction :  $0,11 \text{ défauts/an} * 240/100 = 0,26 \text{ défauts/an}$  (ou  $0,16 \text{ défauts/an}$  si 144 jonctions)
- Risque total :  $0,55 \text{ défauts/an}$ , soit en moyenne 14j d'arrêt par an (ou  $0,45 \text{ def/an}$  soit 11 j/an)

Concernant les flux de puissance, les calculs de tous les scénarii sont donnés en annexe. Pour les configurations nominales :

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW				
	Siphon 6 + 6 km	$P_{TJ} (MW)$	$P_{JF} (MW)$	$P_{RF} (MW)$	$P_{RR} (MW)$
(a) Configuration nominale (99% des besoins)		4400	<b>4000</b>	-100	3400
(b) Configuration nominale (90% des besoins)		4100	<b>3700</b>	200	3100

#### 6.3.3.6 Deux siphons {6+ 10 km}

Les caractéristiques sont, toujours pour 4 tri-câbles par circuit :

- Linéaire de câble :  $(6\text{km}+10\text{km}) * 3\text{phases par tri-câble} * 4 \text{ tri-câbles par circuit} * 2 \text{ circuits} = 384 \text{ km}$
- Nombre de jonctions (si une par km) :  $(5+9) * 3 * (4 * 2) = 336 \text{ jonctions}$
- Nombre de jonctions (si une par 1,5 km) :  $(3+6) * 3 * (4 * 2) = 216 \text{ jonctions}$
- 4 liaisons aéro-souterraines (3500 à 4000 m<sup>2</sup> par site)
- Cellules de connexion dans les postes intermédiaires (une par tri-câble) : 32 cellules
- Besoin de compensation :  $(16 * 11) * 4 * 2 = 1408 \text{ Mvar}$ , au choix :
  - 8 selfs de 175 Mvar, deux à l'extrémité de chaque circuit dans les postes de Jonquières et Feuillane. Besoin d'installer 8 cellules de connexion.
  - ou, 4 selfs de 350 Mvar, deux à l'extrémité de chaque circuit dans les postes de Jonquières et Feuillane. Besoin d'installer 4 cellules de connexion.
  - ou, une à l'extrémité de chaque circuit (soit 4 selfs de 175 Mvar) dans les postes de Jonquières et Feuillane, et 4 selfs de 175 Mvar pour les deux postes intermédiaires (ou un seul poste comme au Danemark) du milieu. Besoin d'installer 8 cellules de connexion.
- Emprise au sol après travaux : 8 à 10 mètres pour chaque circuit pour ce qui concerne les câbles souterrains avec des contraintes sur les cultures en surface, et 4 postes intermédiaires sans selfs (soit une emprise 1 à 2 ha par poste) ou un ou deux de ces postes qui accueilleraient des selfs de compensation (3 à 4 ha par poste)
- Risque de défauts
  - Défaits câbles :  $0,1 \text{ défaut/an} * 384/100 = 0,38 \text{ défauts/an}$
  - Défaits de jonction :  $0,11 \text{ défauts/an} * 336/100 = 0,37 \text{ défauts/an}$  (ou  $0,24 \text{ défauts/an}$  si 216 jonctions)
  - Risque total :  $0,75 \text{ défauts/an}$ , soit en moyenne 19j par an pour réparation (ou  $0,62 \text{ def/an}$  soit 16 j/an)

Concernant les flux de puissance, les calculs de tous les scénarii sont donnés en annexe. Pour les configurations nominales :

Scénario		Consommation de la ZIP : 3900 MW			
		$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Siphon 6 + 10 km</b>					
(a) Configuration nominale (99% des besoins)		4440	<b>4040</b>	-140	3360
(b) Configuration nominale (90% des besoins)		4170	<b>3770</b>	130	3030

#### 6.3.4 Synthèse des solutions avec siphons

Tout d'abord nous pouvons mentionner le point suivant : les deux exemples qui ont été cités (au Danemark et en Italie) associent chaque circuit aérien 400 kV à deux tri-câbles souterrains. Un tel choix dépend de plusieurs paramètres dont le mode de pose des câbles, la nature du sol, ou le profil de la puissance qui transite. De notre côté les estimations avec siphons ont été faites avec 4 tri-câbles par circuit aérien, mais ce choix nécessiterait une étude plus approfondie car comme cela a été mentionné dans la note de bas de page n°16, cela dépend du mode de mise à la terre des écrans des câbles. Un échange avec les câbliers pourrait être utile. Une réduction du nombre de tri-câbles contribuerait à réduire les coûts et la durée des travaux.

Concernant les ouvrages, la synthèse des éléments décrits précédemment est donnée dans le tableau 8.

- Les deux exemples présentés démontrent la faisabilité de ce type de solution. Par ailleurs, dans les deux cas, deux tri-câbles ont été posés pour une puissance de 2000 MW. Cela veut dire que si une telle solution est choisie pour la zone de Fos/mer, un dimensionnement précis devra être fait, avec une analyse de l'expérience acquise par les deux gestionnaires de réseaux que sont Energinet (Danemark) et Terna (Italie). Peut-être que pour Fos/mer cela pourrait être réduit à 3 tri-câbles par circuit.
- En termes de défaillances, il y a statistiquement moins d'un défaut par an. La durée d'interruption du circuit defectueux sera plus faible que la durée de réparation, car en mettant des organes de coupures aux extrémités de chaque tri-câble, l'interruption dépendra de la durée de localisation du défaut (identifier quel tri-câble est defectueux), ensuite, après avoir isolé ce tri-câble il y aura une remise en service du circuit puis les travaux de réparation seront réalisés
- Avec l'augmentation de la longueur des siphons,
  - o Le nombre de câbles à poser augmente → coût et durée des travaux augmentent. Pour la durée de pose, il est considéré 1,5 mois de travaux pour une équipe et par km de tri-câble à poser. L'information donnée dans la référence ENTSOe n'est pas très explicite. Il est donc proposé d'utiliser des données RTE.
  - o Le risque de défauts augmente
  - o Attention à respecter une limite maximale de 24 km de câble derrière un disjoncteur
  - o Des selfs de compensation peuvent être requises dans certains postes intermédiaires

Tableau 8 : synthèse des besoins pour les configurations avec siphons (4 tri-câbles par circuit)

	Siphons 3+3km	Siphons 6 + 6 km	Siphons 6 + 10 km
Linéaire de câble à poser (km)	144	288	384
Emprise au sol après travaux (câbles)	8 à 10 m/circuit	8 à 10 m/circuit	8 à 10 m/circuit
Emprise au sol après travaux (postes)	4 à 8 ha	4 à 10 ha	4 à 10 ha
Nombre de jonctions (une par km)	96	240	336
Nombre de jonctions (une par 1,5 km)	48	144	216
Besoin de compensation (Mvar)	528	1056	1408
Liaisons aéro-souterraines	4	4	4
Cellules de connexion	32	32	32
Durée travaux <sup>17</sup> (hors postes)	<b>2,5 ans</b>	<b>3,5 ans</b>	<b>5 ans</b>
Risques de défaut câble (défaut/an)	0,14	0,29	0,38
Risque de défaut jonction (défaut/an)	0,11 ou 0,06	0,26 ou 0,16	0,37 ou 0,24
Risque de défaut (défaut/an)	0,25 ou 0,2	0,55 ou 0,45	0,75 ou 0,62
Durée moyenne de réparation (j/an)	6 ou 5	14 ou 11	19 ou 16

Sur la base du tableau 8, et en considérant les estimations de coûts (année 2009) faites par Alberta Energy, il est possible d'évaluer les coûts de chaque configuration (tableau 9). Ensuite, pour passer à des coûts 2025, une augmentation globale de 60%<sup>18</sup> est appliquée (sans chercher à détailler cette inflation équipement par équipement).

Tableau 9 : comparaison des coûts des configurations avec siphon (selon données Alberta Energy)

	coût	siphon 3+3		siphon 6+6		siphon 6+10	
		nbre unités	total	nbre unités	total	nbre unités	total
Ligne aérienne à 2 circuits (M€/km)	1,4	59	82,6	53	74,2	49	68,6
Tri-câble (M€/km)	1,8	48	86,4	96	172,8	128	230,4
Jonction (M€/unité)	0,04	96	3,84	240	9,6	336	13,44
Terminaison câblée (M€/unité)	0,2	32	6,4	32	6,4	32	6,4
Pose d'une liaison à 2 tri-câbles (M€/km)	1,7	24	40,8	48	81,6	64	108,8
Evolution d'un poste (ajout départ 500 kV)	20	2	40	2	40	2	40
Evolution d'un poste (ajout selfs de compen)	18	1	18	2	36	3	54
Poste de transition (sans self de compensati)	3,1	16	49,6	16	49,6	16	49,6
coûts année 2009			<b>327,64</b>		<b>470,2</b>		<b>571,24</b>
taux inflation (2009 -> 2025)	0,6						
coûts année 2025			<b>524</b>		<b>752</b>		<b>914</b>

Ensuite, en termes d'impact sur les flux de puissance, le comparatif (tableau 10) est le suivant pour la configuration nominale. Ces valeurs confirment deux choses :

17 Estimations selon données RTE issues d'une note adressée à la DREAL

18 Pour réaliser cette estimation nous avons pris comme indicateur l'évolution du tarif réglementé de vente de l'électricité sur les 15 dernières années.

- L'enfouissement d'une partie de la ligne entre Jonquières et Feuillane tend à augmenter (par rapport au cas purement aérien) le flux sur cet axe jusqu'à des valeurs de 4000 MW en configuration nominale. Les détails de ces flux dans les cas 'N-1' (avec perte d'un circuit) sont donnés en annexe.
- Les flux sur l'axe Réaltor-Feuillane sont très faibles par rapport au dimensionnement de cet axe.

Tableau 10 : comparatif des flux de puissance entre la solution 100% aérienne et des solutions avec siphons

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW				
	Flux sans recours aux CCG	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 90% des besoins</b>					
Configuration nominale (ligne 100% aérienne)		3940	<b>3540</b>	360	3260
Configuration nominale (siphon 3 + 3 km)		4000	<b>3600</b>	300	3200
Configuration nominale (siphon 6 + 6 km)		4100	<b>3700</b>	200	3100
Configuration nominale (siphon 6 + 10 km)		4170	<b>3770</b>	130	3030
<b>Pour couvrir 99% des besoins</b>					
Configuration nominale (ligne 100% aérienne)		4200	<b>3800</b>	100	3600
Configuration nominale (siphon 3 + 3 km)		4280	<b>3880</b>	20	3520
Configuration nominale (siphon 6 + 6 km)		4400	<b>4000</b>	-100	3400
Configuration nominale (siphon 6 + 10 km)		4440	<b>4040</b>	-140	3360

Enfin, si les groupes CCG de la zone de Fos sont appelés sur les périodes de consommation importante, les flux sur les lignes se réduiraient. L'ordre de grandeur est de 300 MW de flux en moins sur l'axe Jonquières-Feuillane pour 450 MW de production (soit un CCG à pleine puissance) apporté à Feuillane (figure 15).

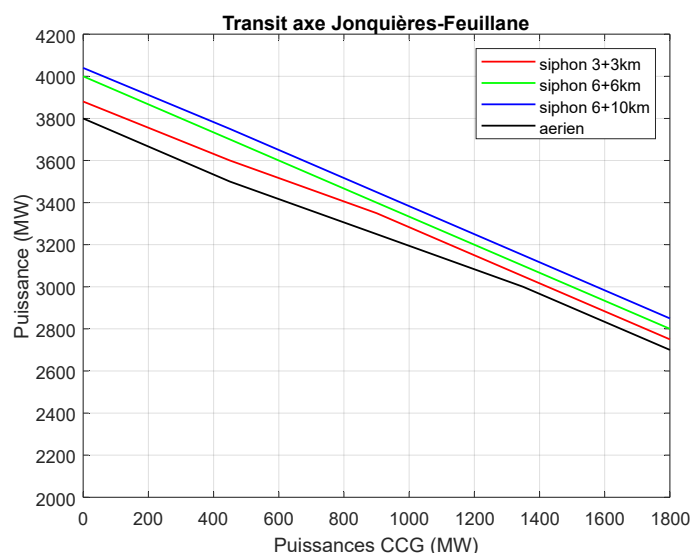


Figure 15 : évolution de la puissance sur l'axe Jonquières-Feuillane en fonction de la puissance des CCG. Configuration nominale du réseau, couverture de 99% des besoins

Certains des éléments des solutions avec siphons peuvent être comparés à des éléments donnés par RTE (figure 16).

- Pour les postes intermédiaires (dits de transition),
  - o RTE indique une surface de 3 ha
  - o Le retour du Danemark indique 0,5 ha (sans selfs) à 1 ha (avec selfs) pour deux tri-câbles et un circuit. Cela donnerait 2 ha pour huit tri-câbles (sans selfs) et 4ha (avec selfs).
  - o L'étude Alberta indique, pour deux circuits et deux tri-câbles par circuit, une superficie de 0,6 ha (sans selfs), et 1,4 ha (avec selfs). Cela donnerait 1,2 ha (selfs) ou 3 ha (avec selfs)
- Pour les chiffrages, les estimations faites à partir du document d'Alberta donnent des chiffres du même ordre de grandeur que ceux de RTE.

Estimation des coûts selon indications données par RTE :

	2 siphons 3km sur un tracé (4 postes inter.)	2 siphons 6km sur un tracé (4 postes inter. )	2 siphons 6+10km sur un tracé (4 postes inter.)
Coûts de liaison aérienne	236 M€	212 M€	196 M€
Coût de la liaison souterraine	163 M€	326 M€	435 M€
Coûts à Feuillane et Jonquières	28 M€	28 M€	28 M€
Postes intermédiaires	112 M€	132 M€	132 M€
Compensation	16 M€	32 M€	32 M€
<b>Total</b>	<b>560 M€</b>	<b>730 M€</b>	<b>823 M€</b>

Figure 16 : aperçu des coûts comparés des 3 solutions avec deux siphons (source RTE)

## 6.4 Les solutions à base de technologie HVDC

### 6.4.1 Quelques généralités

Les technologies sont actuellement principalement utilisées pour des interconnexions entre pays via des liaisons sous-marines (Europe continentale-Angleterre, Angleterre-Norvège, Norvège-Europe continentale) pour lesquelles une liaison alternative ne seraient techniquement pas possible et ne permettrait pas de garantir la sûreté de fonctionnement des zones électriques. Ces liaisons commencent également à être utilisées pour des interconnexions entre pays d'Europe continentale lorsqu'une ligne aérienne de grande capacité ne peut être mise en œuvre :

- La liaison France-Espagne INELFE-1<sup>19</sup>, 65 km, 2\*1000 MW, +/-320kV, coût d'environ 700 M€ à l'époque. Il y a eu 3 ans de travaux (2011-2014) puis près d'un an d'essais (2015). La mise en service a été faite fin 2015. Stations de conversion fournies par Siemens ;
- La liaison France-Italie dite Savoie-Piémont, 190 km, 2\*600 MW, +/-320kV, coût de 1 Md€, démarrage des travaux en 2015, et une mise en service en 2023. Stations de conversion fournies par Général Electric.

Pour les projets INELFE-1 et Savoie-Piémont, il y a 4 câbles à poser (car chaque liaison est en fait deux liaisons avec deux stations de conversions à chaque

<sup>19</sup> <https://www.inelfe.eu/fr/projets/baixas-santa-llogaia>

extrémité. La servitude est réduite, par exemple pour INELFE-1, elle serait d'environ 7m (diapositive n°16<sup>20</sup>)

Un projet tel que la liaison INELFE-1 est un défi industriel (fabrication et logistique) :

- 260 kilomètres de câbles, qui ont été transportés sur d'impressionnants tourets de 42 (longueur environ 1 km) à 83 tonnes (longueur environ 2 km), par la route, sur des remorques comportant 9 essieux et 72 roues. Pour relier les différents tronçons de câble le long du tracé, 144 jonctions (une tous les 1,8 km en moyenne) ont été nécessaires : un processus long et délicat
- câbles Prysmian, « grâce à des lignes de fabrication et des systèmes de manipulation des câbles spécialement aménagés qui ont permis la production de très grandes longueurs de câbles (environ deux fois la moyenne du secteur<sup>21</sup>) et, de ce fait, une réduction significative du délai global d'exécution et des risques » → réduction des jonctions, donc gain de temps.

L'Allemagne a aussi décidé d'utiliser cette technologie HVDC pour le renforcement des corridors Nord-Sud pour mieux acheminer la production éolienne (offshore et terrestre) du nord vers la zone consommatrice du sud. Actuellement ces flux ont tendance à passer en partie par les réseaux des pays voisins. Pour mieux contrôler les flux dans cet axe nord-sud et éviter des oppositions locales, le choix s'est porté vers ces technologies souterraines et pilotables. Trois liaisons souterraines seront créées pour des longueurs de 250 km (2 GW, 525 kV), 300 km (2GW, 380 kV) et 700 km (4 GW, 525 kV, >6 Md€). L'un des projets présente la particularité d'être à trois terminaux avec une partie aérienne qui réutilisera des pylônes existants qui porteront un circuit alternatif triphasé d'un côté et la liaison continue de l'autre (utilisation de conducteurs nus). En Allemagne, la justification économique de tels projets est plus facile compte-tenu du très fort coût de gestion des congestions sur le réseau de transport (2 à 4 Md€ par an).

En termes de disponibilité des infrastructures HVDC, une étude a été menée par l'ENTSOe<sup>22</sup> à partir de données de liaisons au nord de l'Europe. Dans les meilleurs cas on atteint 95 %, soit **une indisponibilité moyenne d'environ 400 h/an qui peut être due à de la maintenance programmée (cela peut se faire en période creuse) ou à des incidents (non prévisible)**. Ces incidents peuvent concerner des éléments des stations (convertisseurs, systèmes de contrôle-commande) ou des défauts câbles. Les défauts câbles ont une plus faible occurrence, mais conduisent aux arrêts les plus longs (plusieurs mois) compte-tenu de la complexité de recherche du défaut et de la réparation (les liaisons étudiées par l'ENTSOe sont essentiellement sous-marines). Une extraction a été faite (figure 17) pour 6 liaisons dont la technologie est similaire à ce qui pourrait être envisagée pour Fos/mer.

---

20 <https://www.bordeauxgironde.cci.fr/sites/g/files/mwbcuj1076/files/2020-09/Presentation-RTE-INELFE-13dec2018-%20ProjetGolfedeGascogne.pdf>

21 Des tourets avec des longueurs de 2 km de câbles ont été utilisées. A voir si ce serait possible pour des liaisons AC.

22 Document ENTSOe (2023)

[https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Nordic/2024/HVDC\\_Utilisation\\_and\\_Unavailability\\_Statistics\\_2023.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Nordic/2024/HVDC_Utilisation_and_Unavailability_Statistics_2023.pdf)

	Capacité	Incidents		Maintenances non programmées		Maintenances programmées		Disponibilité totale
		Indisponibilités (h)	Nombres d'arrêts	Indisponibilités (h)	Nombres d'arrêts	Indisponibilités (h)	Nombres d'arrêts	
<b>Nordlink 1</b> (depuis déc 2020)	700 MW	2021 : 525 h 2022 : 175 h 2023 : < 40 h	2021 : 12 2022 : 7 2023 : 10	2021 : 0 2022 : 90 h 2023 : 175 h	2021 : 0 2022 : 3 2023 : 9	2021 : 440 h 2022 : 0 h 2023 : 0 h	2021 : 4 2022 : 0 2023 : 0	2021 : 89 % 2022 : 97 % 2023 : 97,5 %
<b>Nordlink 2</b> (depuis déc 2020)	700 MW	2021 : 260 h 2022 : 260 h 2023 : 260 h	2021 : 12 2022 : 7 2023 : 12	2021 : 0 2022 : 260 h 2023 : 175 h	2021 : 0 2022 : 4 2023 : 6	2021 : 440 h 2022 : 0 h 2023 : < 80 h	2021 : 5 2022 : 0 2023 : 1	2021 : 92 % 2022 : 94 % 2023 : 95 %
<b>North Sea Link 1</b> (depuis oct 2021)	700 MW	2022 : 2900 h 2023 : < 30 h	2022 : 2 2023 : 3	2022 : 0 2023 : 260 h	2022 : 0 2023 : 1	2022 : 0 h 2023 : < 10 h	2022 : 0 2023 : 1	2022 : 67 % 2023 : 95 %
<b>North Sea Link 2</b> (depuis oct 2021)	700 MW	2022 : 40 h 2023 : 90 h	2022 : 4 2023 : 4	2022 : 100 h 2023 : 260 h	2022 : 1 2023 : 1	2022 : 0 h 2023 : 175 h	2022 : 6 2023 : 0	2022 : 95,5 % 2023 : 95 %
<b>South West Link 1</b> (depuis 2021)	600 MW	2023 : 2230 h	2023 : 5	2023 : 0 h	2023 : 0	2023 : 880 h	2023 : 4	2023 : 66 %
<b>South West Link 2</b> (depuis 2021)	600 MW	2023 : 175 h	2023 : 2	2023 : 0 h	2023 : 0	2023 : 350 h	2023 : 6	2023 : 93 %

Figure 17 : quelques éléments pour évaluer la disponibilité de liaisons existantes en Europe du Nord (source ENTSOe)

De manière générale, la disponibilité d'une liaison HVDC sera toujours plus faible que celle d'une liaison aérienne pour les raisons suivantes :

- Une extrême complexité des stations de conversion, même si les technologies les plus modernes utilisent une approche dite « modulaire » pour continuer à fonctionner malgré certaines défaillances qui donneront lieu à réparation lors de phases de maintenance.
- Plus grande difficulté à localiser un défaut sur le câble et un temps de réparation qui peut être élevé.

Les ouvrages en technologie HVDC sont des équipements très coûteux. Le tableau 11 donne quelques exemples.

Tableau 11 : coût de quelques projets HVDC en Europe

Nom	Caractéristiques	Période de travaux	Coût
INELFE-1 (terrestre)	2*1000 MW, 65 km	2011-2014	700 M€
IFA-2	1*1000 MW, 200 km	2018-2020	0,8 Md€
Savoie-Piemont (terrestre)	2*600 MW, 190 km	2015-2022	1Md€
Celtic interconnector	1*700 MW, 600 km	2023-202x	1,6 Md€
Nordlink (Allemagne-Norvège)	2*700 MW, 600 km	2016-2020	1,75 Md€

Enfin, une fois installée, une station de conversion se présente comme un « gros bâtiment » industriel associé à une poste électrique aérien (figure 18)



Station de conversion 2\*700MW, +/- 525 kV. La superficie du terrain (avec les dégagements) est d'environ 400x250m<sup>2</sup> = 10 ha, et celle de l'installation électrique est de 250x200 m<sup>2</sup> = 5 ha. Des câbles souterrains ont été posés sur une longueur de 54 km pour rejoindre la mer. Les travaux de pose du câble ont nécessité un corridor d'une largeur de 20 mètres (<https://www.youtube.com/watch?v=0HUFXuF8QDM>). La vidéo illustre la complexité des zones de franchissement.

Figure 18 : photo de la station de conversion HVDC Nordlink en Allemagne

#### 6.4.2 Solution portée par le collectif THT 13/30

Pour cette proposition, le collectif a reçu les conseils de M. Michel Peronnet, ingénieur des Arts&Métiers et ancien ingénieur du Port de Marseille, et excellent connaisseur de la zone concernée par le projet. Même si M. Peronnet n'est pas un ingénieur électricien spécialiste de ce type de projet, il a construit une solution qui peut se défendre, mais qui vise surtout à proposer une approche plus globale de la problématique électrique pour les régions Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie ainsi qu'en Méditerranée (projets éolien) dans les prochaines années.

Cette proposition s'appuie sur deux tronçons de liaison HVDC (figure 19) pour conserver une capacité d'apport de 4 GW (comme le projet porté par RTE) :

- Un tronçon de 2 GW entre Jonquières et Feuillane
- Une reprise du projet de ligne sous-marine **Midi-Provence** en le portant à 2 GW. Ce projet qui avait été envisagé en 2013 (ligne de 210 km, 1 GW) devait relier les postes de La Gaudière, dans l'Aude, et de Ponteau, dans les Bouches-du-Rhône. A l'époque, il devait permettre une sécurisation du réseau électrique d'une zone sensible au risque de blackout en renforçant la solidarité énergétique entre les régions Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon en tirant profit des complémentarités de leurs parcs électriques<sup>23</sup>. Ce projet a été mis en veille bien qu'aucune trace d'un document officiel faisant état de cette mise en veille n'a été trouvée. Cette nouvelle liaison devait répondre à la fragilité de l'axe 400 kV Tavel-LaGaudière. A l'époque le coût était estimé à 500 M€, ce serait au moins le double aujourd'hui. En ressortant la ligne Midi-Provence dans une version améliorée, il s'agit aussi de collecter la production de futurs parcs offshore via des stations électriques offshore.

23 <https://lenergeek.com/2015/08/17/liaison-electrique-sous-marine-le-projet-midi-provence-se-profile/#:~:text=Liaison%20%C3%A9lectrique%20sous%2Dmarine%20%3A%20le%20projet%20Midi%2DProvence%20se%20profile,-La%20R%C3%A9action&text=Le%20projet%20Midi%2DProvence%20de,les%20Bouches%2Ddu%2DRh%C3%B4ne>

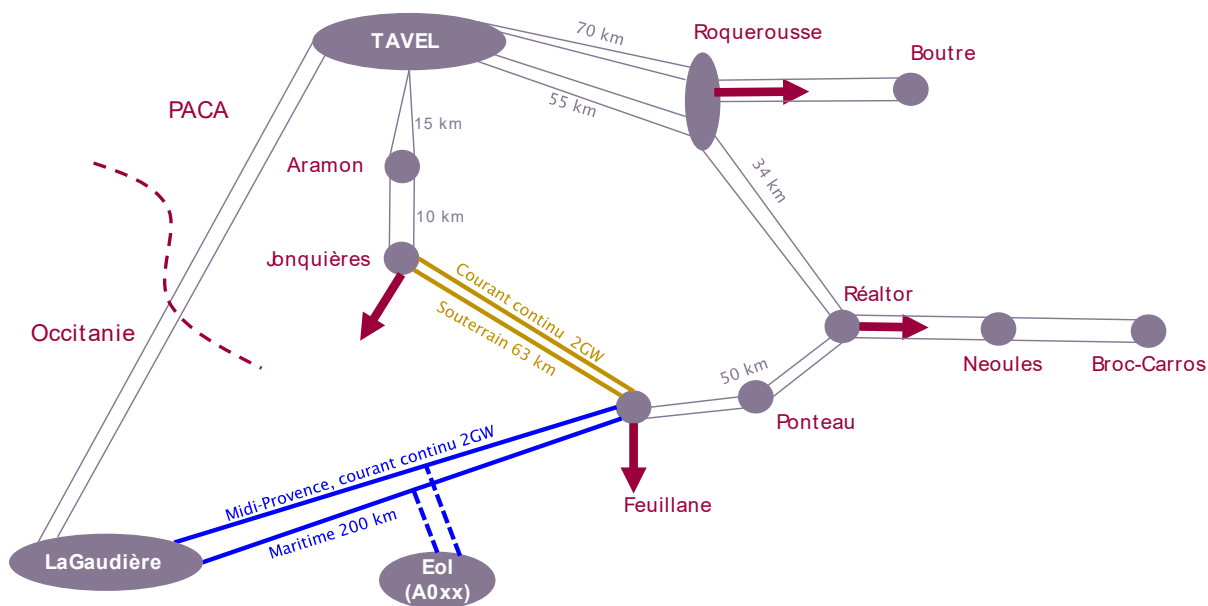


Figure 19 : représentation schématique de la solution proposée par THT 13/30

**THT 13/30 ne détaille pas la mise en œuvre technique (au sens électrique) de la solution proposée.** Le collectif se réfère aux projets existants ou futurs dans lesquels on trouve un grand nombre de liaisons à courant continu à 2 GW, que ce soient des infrastructures à 2\*1GW (320 kV) ou 1\*2 GW (525 kV).

Cette solution prônée par THT 13/30 pourrait conduire à la construction

- d'une liaison HVDC multiterminaux (Jonquières, Feuilleane, Occitanie, et les parcs éoliens offshore),
- ou une liaison classique à deux terminaux (entre Jonquières et Feuilleane) qui pourrait être à 2\*1 GW (320 kV) et nécessiterait 4 câbles, ou à 1\*2 GW (525 kV) et nécessiterait 3 câbles. A cette liaison s'ajouterait la liaison multiterminaux Midi-Provence avec deux stations de conversion à terre, et une station en mer pour la collecte de la production éolienne. La définition technique précise de Midi-Provence serait à faire.

Même si de nombreux travaux de recherche (entre autres dans le cas de projets européens auxquels RTE participe) ont permis d'étudier le fonctionnement - en incluant les stratégies à mettre en place lors de défauts - une telle liaison est encore peu courante dans le monde. A ce jour une en Chine, et une en Ecosse mise en service en 2024 (liaison HVDC Shetland<sup>24</sup>, 250 km, 600 MW et 320 kV).

Pour la pose des câbles du tronçon Jonquières-Feuilleane, il est proposé un ensouillage dans le Rhône sur une partie. Si ce n'est pas possible, le collectif propose d'utiliser les voies sur berge du canal d'Arles à Bouc (environ 10 à 15 m disponible de chaque côté) dont un des côtés a été aménagé en piste cyclable, ce qui donne une utilisation à 96 % d'espace publics, donc sans besoin de mise en servitude. Par contre, il y a un point de vigilance à considérer : la réalisation des

24 <https://www.nkt.com/references/shetland-hvdc-link-uk>

travaux d'enfouissement demande des corridors de largeurs suffisants (voir la vidéo pour la liaison Nordlink, figure 18).

### 6.4.3 Analyse

Ces dernières années, des liaisons 2 GW ont été construites en 2\*1000 MW en utilisant des stations de conversion de 1000 MW (+/- 320 kV) chacune utilisant au total 2\*2 = 4 câbles. Ainsi, même si une liaison est indisponible, l'autre peut rester en service. Pour les futurs projets, les équipementiers et opérateurs de réseau travaillent sur des lignes à +/- 525 kV avec un type de station de conversion qui permettraient de passer à 2 câbles (et un 3<sup>ème</sup> simplifié donc moins cher).

Voici quelques caractéristiques de ce que serait un tel projet qui s'appuierait sur la réalisation de deux liaisons à 2 GW en +/- 525 kV :

- Le foncier : 5 à 6 ha pour chacune des stations (ordre de grandeur selon RTE) de Jonquières et en Occitanie. Toutefois, les éléments du projet GridLink<sup>25</sup> (projet de 1400MW entre Dunkerque, FR, et Kingsnorth, UK) indiquent une surface de 3 ha auxquels s'ajoutent les espaces de dégagement autour (4 à 5 ha doit être possible).
- A Feuille, pour pouvoir soutirer 4 GW, il faudra 2 stations de conversion (soit 10 à 12 ha selon RTE, mais 8 ha doit être possible). Par ailleurs, Une optimisation pourrait être envisagée en raccordant certains sites directement en courant continu (en utilisant des convertisseurs adaptés). En particulier pour les électrolyseurs qui ont besoin d'une alimentation en continu, mais à ce jour il n'y a pas de solution industrielle disponible.
- La réalisation de l'enfouissement demande des corridors de largeur suffisante (au moins 20 mètres), et le franchissement du Rhône demanderait probablement un forage dirigé. A moins d'installer la station de conversion au poste de La Montagnette.
- Le coût des stations de conversion (2000 MW) est estimé à 600 M€ par station terrestre (chiffres RTE). Pour un total de 4 stations<sup>26</sup>, le coût est de 2,4 Md€, sans compter la station en mer (à titre d'exemple, pour le projet « Dogger Bank Wind Farm » à 130 km des côtes anglaises, une station de conversion en courant continu de 1,2 GW a été installée, mais aucune information disponible sur le prix).
- Le coût des câbles est évalué à (sans garantie pour le futur compte-tenu de la tension sur les marchés) :
  - o 6 M€/km pour les 53 km de liaison souterraine de la proposition THT 13/30,
  - o 3 M€/km pour les 210 km de la liaison sous-marine<sup>27</sup>,
  - o Soit un coût de 300 M€ + 600 M€ = 900 à 1 Md€

---

25 <https://gridlinkinterconnector.com/project-information/design-of-the-converter-stations-and-cables/converter-station-design/>

26 Pour un projet en Allemagne, Hitachi Energy a signé fin 2023 un contrat avec le gestionnaire de réseau Amprion (équivalent à RTE) pour 4 stations de conversion dans la perspective de réaliser 2 liaisons HVDC à 2 GW chacune, 525 kV. Cela donne environ 500 M€ par station (fourniture, installation et mise en service). <https://www.offshorewind.biz/2024/12/20/hitachi-energy-wins-hvdc-contracts-worth-over-eur-2-billion-from-amprion/>

27 Evaluation à partir l'appel d'offre gagné par Prysmian (coût 1 Md€) pour 1000 km de câble sur un projet en mer du Nord (projet NOR-11-1 et DC31). Pour les projets +/-525 kV, 1 km de liaison HVDC correspond à 3 km de câble à poser, d'où un coût d'environ 3 M€/km de liaison.

- Le coût total est donc estimé à 3 à 4 Md€, pour un projet qui viserait à répondre aux besoins de Fos et qui pourrait répondre au futur besoin de soulager l'axe Tavel-La Gaudière.

Compte-tenu de la disponibilité moindre d'une liaison HVDC par rapport à une liaison aérienne, il peut paraître risqué de mettre en œuvre le projet uniquement en technologie HVDC. Toutefois ces infrastructures sont capables de fonctionner en mode dégradé avec la moitié de la puissance. Si le choix du HVDC est indiscutable pour la partie Midi-Provence, une réflexion pourrait être menée pour optimiser le dimensionnement et le choix technologique de l'axe Feuillane-Jonquières (ou autre poste).

La liaison Midi-Provence aurait vocation à soulager l'axe Tavel-LaGaudière, toutefois cela dépend dans quel sens ont lieu les flux sur cet axe. Si les flux vont de Tavel vers LaGaudière, cela n'y répondra pas, par contre si les flux remontent de LaGaudière vers Tavel cela peut y répondre. Les flux sur cet axe sont très certainement corrélés à la production photovoltaïque espagnole et du Sud-Ouest de la France. En effet lorsque l'Espagne a une forte production PV, les prix de marché baissent et la France importe avec des flux qui peuvent ensuite remonter vers nos voisins. Ainsi, entre une journée ensoleillée et la nuit le sens des flux n'est pas le même sur l'axe Tavel-LaGaudière. Cela peut avoir un impact sur la manière d'opérer cette liaison Midi-Provence. **Cela demanderait une étude spécifique** pour mieux quantifier l'apport d'un tel projet, entre autres au regard de la prochaine programmation pluri-annuelle de l'énergie.

A la demande du Préfet, RTE a étudié une solution HVDC entre Jonquières et Feuillane. RTE a proposé la configuration suivante : une double liaison 2\*2 GW (tensions de +/- 525 kV) entre Jonquières et Feuillane, complétée par une liaison 1 GW, en mettant l'accent sur les points faibles suivants :

- Un coût d'investissement entre 3 et 4 milliards d'euros, et une forte contrainte sur l'approvisionnement en équipements
- La disponibilité des surfaces foncières pour installer les stations de conversion (5 à 6 hectares par station)
- 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. Un passage sur les berges du canal d'Arles à Bouc semble pouvoir lever cette contrainte.

Il faut remarquer que la liaison complémentaire à 1 GW ne paraît pas indispensable, car en pilotant les flux venant de Jonquières et l'Occitanie, cela permet de piloter indirectement ceux arrivant par l'axe Réaltor-Ponteau-Feuillane et donc de mieux exploiter la capacité de transit de cet axe.

## 7 Synthèse et analyse des solutions objet du cahier des charges

### 7.1 Rappel d'éléments sur la stratégie nationale de RTE pour l'évolution du réseau électrique

Le 13 février 2025, RTE a présenté lors d'une conférence<sup>28</sup> son plan stratégique pour le développement du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2040. Ce plan stratégique s'articule autour de trois éléments clés :

- Renouveler les ouvrages vieillissants (certains ont 50 ans et plus),
- Renforcer le réseau car les zones de production et consommation évoluent,
- Raccorder les nouveaux sites de production (éolien offshore, EPR) et consommation (industries, centres de données).

Quelques extraits de la **stratégie nationale de renforcement du réseau** (vidéo entre t = 1h et t = 1h05)

- Changer l'exploitation du système (accepter des coûts de redispatching élevés pour lever certaines contraintes) pour ne pas renforcer systématiquement ;
- Privilégier le renforcement des lignes existantes (ajout ou remplacement de conducteurs existants) en utilisant au maximum la technologie aérienne ;
- Construire de nouvelles lignes en suivant les tracés existants ;
- Mutualiser les infrastructures avec les besoins de raccordement (entre autres de producteurs) ;
- Exceptionnellement il pourra être nécessaire de s'éloigner du réseau existant (dans ce cas mise en souterrain d'un linéaire au moins équivalent pour des tensions plus faibles) ;
- Dans la stratégie de référence, le coût des renforcements séquencés et en aérien (à l'échelle nationale) est évalué à 13,5 Md€, comparativement à 55 à 85 Md€ pour une réalisation intégralement en souterrain.

### 7.2 Points forts et points faibles des solutions étudiées

Il faut tout d'abord rappeler que tous les projets qui s'inscrivent dans l'axe Jonquières-Feuillane nécessitent le renforcement de l'axe Tavel-Aramon dont la capacité est plus faible que celle de l'axe Aramon-Jonquières. Par ailleurs, un point faible restera toujours l'axe Roquerousse-Réaltor, même si son renforcement à 2\*2500 MW permettra de réduire le nombre d'heures avec contrainte.

#### 7.2.1 Ligne aérienne 400 kV (solution proposée par RTE)

- Points forts
  - o Simplicité,
  - o rapidité d'installation (une fois toutes les autorisations acquises)
  - o coût plus faible
  - o très grande fiabilité et disponibilité (très peu de défauts et très rapidement éliminés, peu ou pas de maintenance – tous les 20 ans)
  - o pas ou très peu de tension sur les approvisionnements en matériaux
- points faibles
  - o Acceptabilité (à moins d'imaginer des pylônes mieux « intégrés » au paysage)
    - Impact paysager

---

28 <https://www.rte-france.com/actualites/plan-strategique-developpement-reseau-transport-electricite-horizon-2040>

- Milieu naturel
- Le réseau à Fos/mer est bouclé mais non maillé. La perte d'une ligne double 400 kV redonnerait un réseau radial.
- Besoin d'un fort dimensionnement de la ligne Jonquières-Feuillane (pas réellement gênant en technologie aérienne).
- Une structure du réseau qui ne permet pas d'exploiter la capacité de l'axe Réaltor-Feuillane (à part une situation de contingence comme une perte des deux circuits de l'axe Roquerousse-Réaltor).

### 7.2.2 Ligne 400 kV aérienne avec siphons

- Points forts
  - La possibilité d'enfouir sur les zones les plus critiques (reste toutefois à les identifier)
  - Par rapport au cas « tout aérien », un surcoût moindre qu'une solution 100% souterrain
  - Un nombre limité de jonctions à mettre en œuvre (par rapport à du 100% souterrain)
  - Une durée de construction raisonnable
- Points faibles
  - Acceptabilité non garantie
  - Difficulté d'identifier la localisation des siphons
  - Le cas 3+3km en siphon n'est probablement pas suffisant pour réduire l'impact visuel (sur 3 km seulement 6 pylônes en moins)
  - Plus de risque d'interruptions fortuites qu'une ligne aérienne
  - Les postes intermédiaires sont simplifiés, et ne permettent pas une isolation rapide d'un tronçon de câble en défaut → des interruptions qui peuvent être longues
  - Bouclage du réseau mais pas de maillage
  - Une structure du réseau qui ne permet pas d'exploiter la capacité de l'axe Réaltor-Feuillane (à part une situation de contingence comme une perte des deux circuits de l'axe Roquerousse-Réaltor).
  - Des travaux de génie civil plus lourd dans les zones des siphons, des emprises localisées pour les postes intermédiaires
- Pour mettre en place un tel projet, il faudrait tenir compte du retour d'expérience de ce qui a été fait en Europe (Danemark ou Italie). L'expérience des câbliers (Prysmian pour l'exemple italien) serait utile.

### 7.2.3 Projet HVDC THT 13/30

- Points forts
  - Une vision plus globale sous réserve d'avoir plus de visibilité sur la nouvelle loi de programmation PPE3
    - La liaison Midi-Provence pourrait permettre de répondre à la surcharge de la ligne 400 kV entre Tavel et LaGaudière
    - La liaison Midi-Provence pourrait permettre de raccorder les parcs éoliens offshore éloignés (horizon temporel incertain), sur le modèle de ce qui est envisagée pour le projet GILA (Gironde-Loire Atlantique, 2\*1000 MW, 4 Md€, 400 km, 5 à 6 ans de travaux)
  - Apporte un maillage du nœud de Fos/mer (trois axes d'accès);

- Un pilotage des flux grâce aux stations de conversion, ce **qui permet de mieux tirer profit de la capacité de transit de l'axe Réaltor-Ponteau-Feuillane** ;
- Une capacité de réglage de la tension grâce aux stations de conversion en technologie dite VSC (*voltage source converter*). La disponibilité de capacités en réglage de tension se posera pour l'opération du réseau si les groupes CCG ne sont plus utilisés (il existe toutefois d'autres solutions moins coûteuses).
- Points faibles
  - Coût et forte tension sur les équipements dans un contexte de nombreux projets utilisant la technologie HVDC (compter au moins 5 ans de délais entre la signature du contrat et la réception) ;
  - Moins bonne disponibilité (défauts plus longs à réparer, périodes de maintenance plus fréquentes tous les 2 ans) ;
  - Très peu de projets dans le monde de liaisons HVDC à 3 terminaux avec des convertisseurs en technologie VSC ;
  - Emprise au sol des stations de conversion (et leurs équipements). Besoin d'agrandir l'emprise du poste de Jonquières pour l'installation de la station de conversion ;
  - Besoin de disposer d'une bande de passage (corridor) de largeur suffisante pour la pose des câbles ;
  - Durée des travaux (5 à 6 ans, comme pour GILA ?) ; un risque de mise en service trop tardif par rapport aux besoins d'alimentation électrique de la zone ;
  - Il faut s'assurer que Midi-Provence aide réellement à soulager l'axe aérien Tavel-LaGaudière pour obtenir la synergie recherchée.

## 8 Comparaison et conclusions

Sur la base des éléments de comparaisons qui ont été définis en section 6.1, et des analyses faites lors de l'étude de chaque solution, et la synthèse faite en section 7 avec les points faibles et points forts de chacune, un tableau de comparaison a été construit avec pour chaque critère quatre niveaux possibles représentés par quatre couleurs : rouge = faible, orange = moyen, jaune = bon, et vert = très bon.

Nonobstant les questions d'acceptabilité sociale et d'impacts paysager et avifaune, **la solution aérienne proposée par RTE** serait celle à retenir compte-tenu de ses avantages en termes de délai de mise en œuvre, coût et disponibilité. Cette solution a plus d'avantages que d'inconvénients, et il est facile d'obtenir un dimensionnement de forte puissance.

Concernant les **solutions avec enfouissement de câbles** (en technologie alternative ou continu), les chantiers afférents vont demander de mettre en place des corridors suffisamment larges (20 mètres pour la pose de deux câbles en continu, et davantage pour plusieurs tri-câbles en alternatif).

Au-delà des travaux d'enfouissement qui viennent d'être mentionnés, la **solution avec siphons** est intermédiaire, sans avantages forts ni d'inconvénients majeurs, sous réserve de pouvoir définir la localisation des siphons et de minimiser l'impact paysager des postes intermédiaires.

La **solution HVDC proposée par THT 13/30** est quelque part complémentaire de la solution aérienne puisque ses points forts sont des points faibles pour la solution aérienne. Le coût très élevé et la plus faible disponibilité (beaucoup plus de périodes de maintenance) sont des points limitants. Même si ce type d'ouvrage est de plus en plus utilisé en Europe pour des lignes d'interconnexion sous-marines, elles bénéficient dans ce cas précis d'une valorisation via un tarif de la capacité de transfert (pour un échange d'énergie transfrontalier il faut également acheter une capacité de transfert pour s'assurer que la livraison se fasse dans le respect des capacités de transit des ouvrages). Ce ne serait pas le cas dans le cadre d'un ouvrage interne à la zone France pour lequel le coût est en partie à la charge de la collectivité via le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité).

De manière générale, parmi les points qui impactent les caractéristiques du projet à mettre en place, il y a la question du dimensionnement.

- Celui-ci a été défini à un niveau de 4400 MW. Un tel niveau de puissance a un impact significatif pour toute solution autre qu'une ligne aérienne 400 kV à deux circuits. En effet, pour une ligne aérienne il est relativement facile et peu coûteux de passer d'une capacité de 2\*1300MW à 2\*2000 MW ou 2\*2900 MW. Il suffit principalement de jouer sur le nombre de conducteurs en faisceaux (respectivement 2, 3 ou 4). Ainsi, en passant de 2 à 4 conducteurs en faisceau, la capacité de transit est multipliée par 2, mais le coût n'augmente que peu.
- Par contre, une solution HVAC avec enfouissement partiel, ou HVDC est très fortement impactée par le dimensionnement : nombre de câbles ou le nombre de station de conversion.
- Une solution HVAC sans moyens de pilotage des flux conduit à un faible transit sur l'axe Réaltor-Feuillane et donc demande un dimensionnement plus fort de l'axe Jonquières-Feuillane.

#### **A retenir**

##### **Liaison 400kV aérien (solution RTE)**

Meilleur choix en dehors de toute considération sociétale et territoriale

##### **Liaison 400 kV avec siphons**

Compromis coût-acceptabilité, mais des contraintes d'enfouissement sur les zones choisies

##### **Liaisons haute tension à courant continu (solution THT 13/30)**

Projet plus global que la zone PACA-Ouest mais avec des délais de réalisation plus longs, pilotabilité, allègement des contraintes d'enfouissement, très coûteux, moindre disponibilité, délais d'approvisionnement des équipements élevés (>5ans)

Tableau 12 : tableau comparatif des solutions (rouge = faible, orange = moyen, jaune = bon, et vert = très bon)

	400 kV aérien (J-F)	400 kV aérien avec siphons	400 kV aérien (double T-Réaltor)	THT13/30 (deux liaisons courant continu)
Coût	Solution de moindre coût 300 à 400 M€	Des coûts supplémentaires mais sans excès (500 à 900 M€)		Très élevé (mais un apport plus large) >4 Md€
Délais de mise en œuvre	Rapide après validation (2 ans)	Beaucoup plus long (>2,5 ans à 5 ans) Tension sur les usines de production de câbles	Très long	Très longs. Réalisation études détaillées (2 ans) + 5 ans pour la réception des équipements + installation et tests (2 ans)
Fiabilité (disponibilité)	- Très forte. - Très peu de maintenance - Très peu de défauts avec réparation longue  (indisponibilité totale ou partielle < 1j/an)	- Moindre sur la partie souterraine - Indisponibilité plus longue - Durées de réparation longues  (indisponibilité totale ou partielle 5 à 20 j/an)	- Risque de consignation sur incendie avec perte de tous les circuits - Non compatible avec les règles de sûreté du système électrique	- Ouvrages complexes qui nécessitent des maintenances régulières. - Indisponibilité longue sur incident  (indisponibilité totale ou partielle ~20j/an)
Maillage du réseau	Bouclage	Bouclage	Non. Risque par rapport aux règles de sûreté	Oui
Pilotage des flux	Faible	Faible	Faible	Réalisable via les convertisseurs
Mutualisation des investissements	Non	Non	Non	Possible
Facilité de réalisation	Pas de difficulté apparente	- Plus complexe (jonctions, postes intermédiaires). - Enfouissement : chantier lourd	Complexe car impossibilité de démonter la ligne existante	- Complexe mais RTE gagne en maîtrise - Enfouissement : chantier lourd  - Très complexe pour la partie en mer

## 9 Annexes

### 9.1 Evaluation des besoins à Boutre et Réaltor

Pour évaluer les besoins de renforcement ou pour évaluer le dimensionnement des nouveaux ouvrages, il est utile de réaliser des calculs de flux de puissance sur le réseau 400 kV. Pour cela il faut entre autres évaluer le soutirage du réseau électrique sur le poste de Boutre, et sur celui de Réaltor. Il s'agit ici de trouver un ordre de grandeur à partir de certaines données publiques.

A partir des données régionales de consommation et production, il est possible d'évaluer la consommation nette (à savoir la différence entre la consommation et la production régionale), c'est-à-dire approximativement (car une petite partie va vers le poste de Jonquières) ce qui est soutiré au poste de Tavel (le profil « échange » sur la figure 23) et qui ensuite circule sur les deux axes au départ de Tavel pour irriguer la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Une autre indication est également donnée sur cette figure : la monotone des puissances (c'est-à-dire la courbe obtenue par le classement des points du profil 'bleu' de la plus grande des valeurs à la plus faible). Cette 'monotone' permet de mettre plus clairement en évidence trois valeurs clés : (i) la puissance maximale, 5800 MW, (ii) le niveau de puissance dit  $P_{90}$  (90 % des valeurs sont inférieures à ce seuil), et (iii) le niveau de puissance dit  $P_{99}$  (99 % des valeurs sont inférieures à ce seuil).

Ces données historiques montrent qu'il a été possible à certains moments de soutirer jusqu'à 5800 MW au poste de Tavel pour irriguer la région Provence-Alpes-Côte d'Azur via les deux lignes 400 kV. Cette valeur est à priori tenable selon la capacité totale de ces deux lignes au total (7000 MW), mais en réalité cela dépend – dans la configuration actuelle du réseau – de la répartition entre la ligne qui va vers Boutre et celle qui va vers Réaltor car cette ligne a une capacité plus faible. Ces pointes de soutirage ont lieu en hiver, donc à un moment où les températures

plus basses permettent d'augmenter les capacités de transit (environ jusqu'à 2\*1550 MW entre Tavel et Réaltor). Cela veut dire que cette ligne vers Réaltor ne peut pas faire transiter plus de la moitié de la puissance de pointe soutirée à Tavel.

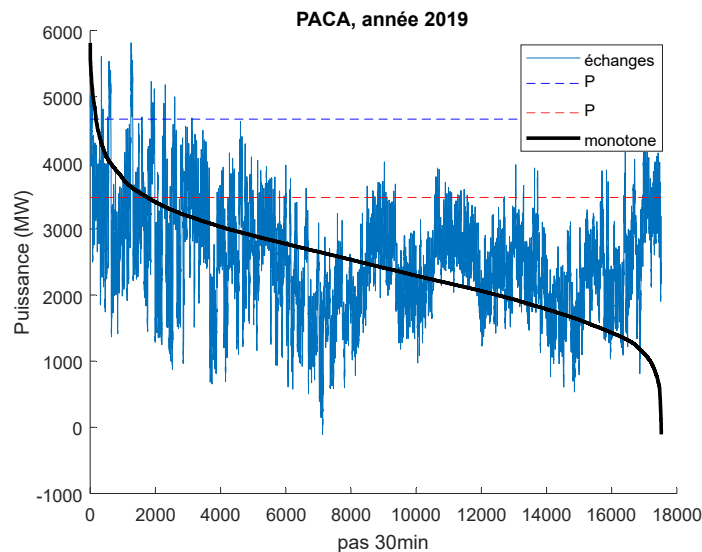


Figure 20 : consommation nette de la région PACA (2019) qui représente le soutirage depuis Tavel. Profil de puissance (bleu) et monotone (noir) sur une année, soit 17560 points demi-horaire

### 9.1.1 A partir des données historiques, et avec les CCG

Le tableau 12 donne les informations de  $P_{max}$ ,  $P_{99}$ ,  $P_{90}$  et du ratio  $P_{99}/P_{90}$  pour plusieurs années récentes, 2017 à 2022 (sauf 2020 qui est particulière). Ces données historiques montrent qu'il a été possible à certains moments de soutirer jusqu'à 5800 MW au poste de Tavel pour irriguer la région Provence-Alpes-Côte d'Azur via les deux lignes 400 kV. A part l'année 2019 qui a vu une puissance de pointe plus importante, c'est globalement stable, et c'est la même chose si on regarde plus en arrière.

Tableau 13 : puissances caractéristiques des soutirages à Tavel pour cinq années

	$P_{max}$ (MW)	$P_{99}$ (MW)	$P_{90}$ (MW)	$P_{99}/P_{90}$
2017	5691	4727	3511	1,35
2018	5396	4633	3646	1,27
<b>2019</b>	<b>5813</b>	<b>4660</b>	<b>3477</b>	<b>1,34</b>
2021	5273	4638	3783	1,23
2022	5550	4687	3737	1,25

Concernant la valeur de puissance  $P_{99}$ , on peut donc considérer d'après le tableau  $P_{99}=4700\text{ MW}$ . Si ensuite on soustrait 200 MW soutirés à Jonquières (actuellement RTE évalue le soutirage à Jonquières à 400MW, mais comme ce poste irrigue un territoire en Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur, il a été choisi de faire une équité-répartition), on peut considérer que les flux vers les postes de Boutre et Réaltor vont - dans 99% des cas - être inférieurs à 4500 MW, et dans 90 % des cas ce serait inférieur à  $4500/1,3 \sim 3500$  MW (le choix est fait de se baser sur le ratio 1,3 pour déduire  $P_{90}$  à partir de  $P_{99}$ ).

Ensuite se pose la question de la répartition entre les deux axes (vers Boutre et vers Réaltor). Compte-tenu des zones géographiques alimentées par ces postes et d'études spécifiques du réseau Provence-Alpes-Côte d'Azur (en particulier le filet de sécurité finalisé en 2015 qui permet de mieux utiliser l'axe nord du réseau 400 kV), il est cohérent de considérer une répartition de 70% vers Réaltor et 30% vers Boutre. Cela conduit ainsi à considérer les flux suivants vers les postes de Boutre et Réaltor :

- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 99% des cas**
  - o Un flux de 3150 MW vers Réaltor et 1350 MW vers Boutre (soit un total de 4500 MW)
    - Cela signifie un soutirage de 1350 MW sous Boutre
    - Cela signifie un soutirage de 2250 MW (=3150 - 900) sous Réaltor après déduction de la consommation de Fos/mer
- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 90% des cas**
  - o Un flux de 2500 MW vers Réaltor et 1000 MW vers Boutre (soit un total de 3500 MW)
    - Cela signifie un soutirage de 1000 MW sous Boutre
    - Cela signifie un soutirage de 1600 MW (=2500 - 900) sous Réaltor après déduction de la consommation de Fos/mer

#### 9.1.2 A partir des données historiques, et sans les CCG

**On peut maintenant se poser la question de ce que seraient ces soutirages à Tavel s'il n'y avait pas eu d'appels aux CCG.** Pour faire cette évaluation, on peut reprendre les données de la figure 23 en considérant que pour chaque pas de temps la puissance échangée à Tavel sera augmentée de la production des CCG (elle-même évaluée à chaque pas de temps grâce aux données utilisées en section 5.1.2).

En comparant les tableaux 12 et 13, on observe une augmentation de la puissance maximale (6300 MW en moyenne contre 5540 MW, et 6500 MW contre 5800 MW pour les valeurs extrêmes), et un ratio moyen de  $P_{99}/P_{90}=1,2$ .

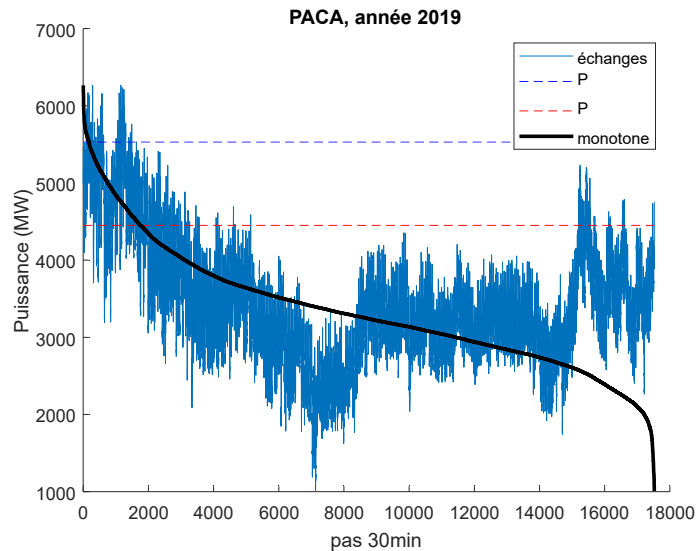


Figure 21 : consommation nette de la région PACA (2019) qui représenterait le soutirage à Tavel si les CCG n'avaient jamais été appelées.

Tableau 14 : puissances caractéristiques des soutirages à Tavel pour cinq années si les CCG n'avaient jamais été appelées

	$P_{max}$ (MW)	$P_{99}$ (MW)	$P_{90}$ (MW)	$P_{99}/P_{90}$
2017	6500	5730	4840	1,18
2018	6150	5220	4450	1,17
<b>2019</b>	<b>6260</b>	<b>5530</b>	<b>4450</b>	<b>1,24</b>
2021	6360	5677	4800	1,18
2022	6310	5640	4730	1,19

Concernant la valeur de puissance  $P_{99}$ , on peut donc considérer d'après le tableau  $P_{99}=5500\text{ MW}$ . Si ensuite on soustrait 200 MW soutirés à Jonquières, on peut considérer que les flux vers les postes de Boutre et Réaltor vont - dans 99% des cas - être inférieurs à 5300 MW, et dans 90 % des cas ce serait inférieur à  $5300/1,2 \sim 4400\text{ MW}$  (le choix est fait de se baser sur le ratio 1,2 pour déduire  $P_{90}$  à partir de  $P_{99}$ ).

Pour la répartition entre les deux axes (vers Boutre et vers Réaltor) on conserve une répartition de 70% vers Réaltor et 30% vers Boutre. Cela conduit ainsi à considérer les flux suivants vers les postes de Boutre et Réaltor :

- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 99% des cas**
  - o Un flux de 3700 MW vers Réaltor et 1600 MW vers Boutre (soit un total de 5300 MW)
    - Cela signifie un soutirage de 1600 MW sous Boutre
    - Cela signifie un soutirage de 2800 MW (=3700 - 900) sous Réaltor après déduction de la consommation de Fos/mer
- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 90% des cas**
  - o Un flux de 3100 MW vers Réaltor et 1300 MW vers Boutre (soit un total de 4400 MW)
    - Cela signifie un soutirage de 1300 MW sous Boutre
    - Cela signifie un soutirage de 2200 MW (=3100 - 900) sous Réaltor après déduction de la consommation de Fos/mer

### 9.1.3 Synthèse des soutirages

Compte-tenu des estimations précédentes, il est proposé de retenir les valeurs évaluées sans les CCG puisqu'elle permettent d'avoir la meilleure vision de ce que seraient les flux sur les deux axes principaux :

- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 99% des cas**
  - o Un soutirage de 1600 MW sous Boutre ou l'évaluation de RTE (1300 MW)
  - o Un soutirage de 2800 MW sous Réaltor ou l'évaluation RTE (2600 MW)
- **Pour une analyse qui viserait à couvrir 90% des cas**
  - o Un soutirage de 1300 MW sous Boutre ou l'évaluation de RTE (1000 MW)
  - o Un soutirage de 2200 MW sous Réaltor ou l'évaluation de RTE (2000 MW)

Ces chiffres sont construits à partir des données des dernières années. Quelle pourrait être l'évolution pour 2035 puis 2050 ? Concernant l'évolution des consommations électriques à horizon 2035 et 2050 pour les secteurs résidentiel et tertiaire, dans le cadre du scénario de référence établi par RTE pour les futurs énergétiques 2050 (maille nationale), les tendances prévisionnelles donnaient approximativement -5 % en 2035 et -10 % en 2050 par rapport à 2019.

Or comme la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (hors Bouches-du-Rhône) présente une consommation très majoritairement (à plus de 80 %) résidentielle et tertiaire (voir tableau 2), ces puissances de référence à 90 % et 99 % pourraient se réduire, en tout cas ne pas augmenter. Le choix est donc fait de se baser sur les valeurs issues de l'analyse historique.

Dans le futur si les CCG ne sont plus disponibles, il y aura l'éolien offshore. Mais l'évaluation des puissances soutirées à Tavel nécessiterait l'utilisation de séries temporelles de production éolien pour évaluer la distribution des puissances soutirées à Tavel.

## 9.2 Analyse des flux pour les solutions avec siphons

Dans cette annexe les flux de puissance sur les principaux axes sont données pour les trois schémas avec siphon.

Calculs des flux de puissance pour couvrir 90% des situations

- Réaltor → 2200 MW +700 MW
- Boutre → 1300 MW
- Feuillane → 900 MW + 3000 MW
- Jonquières → 400 MW

Calculs des flux de puissance pour couvrir 99% des situations

- Réaltor → 2800 MW +700 MW
- Boutre → 1600 MW
- Feuillane → 900 MW + 3000 MW
- Jonquières → 400 MW

### 9.2.1 Siphon 3 + 3 km

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 90% des besoins</b>				
(a) Configuration nominale	4000	3600	300	3200
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	4530	<b>4130</b>	-230	<b>2670</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4250	3850	50	3950
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3600</b>	3200	700	3600
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3300	<b>2900</b>	1000	3900
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis hors tension est celui de longueur 70 km			

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 99% des besoins</b>				
(a) Configuration nominale	4280	3880	20	3520
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	4800	<b>4440</b>	-540	<b>2960</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4500	4100	-200	3300
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3800</b>	3400	500	4000
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3500	<b>3100</b>	800	4300
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis hors tension est celui de longueur 70 km			

### 9.2.2 Siphon 6 + 6 km

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 90% des besoins</b>				
(a) Configuration nominale	4100	3700	200	3100
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	4600	<b>4200</b>	-300	<b>2600</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4350	3950	-50	2850
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3660</b>	3260	640	3540
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3400	<b>3000</b>	900	3800
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis hors tension est celui de longueur 70 km			

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 99% des besoins</b>				
(a) Configuration nominale	4400	4000	-100	3400
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	4900	<b>4500</b>	-600	<b>2900</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4600	4200	-300	3200
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3900</b>	3500	400	3900
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3600	<b>3200</b>	700	4200
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis hors tension est celui de longueur 70 km			

### 9.2.3 Siphon 6 + 10 km

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 90% des besoins</b>				
(a) Configuration nominale	4170	3770	130	3030
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	4650	<b>4250</b>	-350	<b>2550</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4400	4000	-100	2800
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3700</b>	3300	600	3500
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3500	<b>3100</b>	800	3700
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis hors tension est celui de longueur 70 km			

Scénario	Consommation de la ZIP : 3900 MW			
	$P_{TJ}$ (MW)	$P_{JF}$ (MW)	$P_{RF}$ (MW)	$P_{RR}$ (MW)
<b>Pour couvrir 99% des besoins</b>				
(a) Configuration nominale	4440	4040	-140	3360
(b) perte d'un circuit entre Roquerousse et Réaltor	5000	<b>4600</b>	-700	<b>2800</b>
(c) perte de deux circuits entre Tavel et Roquerousse	4660	4260	-360	3140
(d) perte d'un circuit entre Tavel et Jonquières	<b>3950</b>	3550	360	3860
(e) perte d'un circuit entre Jonquières et Feuillane	3700	<b>3300</b>	600	4100
$P_{TJ}$ : flux de Tavel vers Jonquières $P_{JF}$ : flux de Jonquières vers Feuillane $P_{RF}$ : flux de Réaltor vers Feuillane $P_{RR}$ : flux de Roquerousse vers Réaltor	Pour le cas (c), le circuit mis hors tension est celui de longueur 70 km			

### 9.3 Les flux échangés avec l'Espagne

Cette annexe vise à analyser les données sur les flux échangés entre la France et l'Espagne pour savoir si ces flux sont susceptibles de :

- remonter de l'Occitanie vers Tavel, lorsque l'Espagne exporte vers la France et le reste de l'Europe
- ou descendre de Tavel vers l'Occitanie, lorsque l'Espagne importe.

Les données 2023 et 2024 montrent les volumes d'énergie en export et en import sont du même ordre de grandeurs. Cela laisse penser que les flux de puissance sur l'axe Tavel-LaGaudière circuleront parfois dans le sens montant (import), et parfois dans lesens descendant (export).

France-Espagne	<b>Energie importée</b>	<b>Energie exportée</b>
Année 2024	6,1 TWh	9,1 TWh
Année 2023	5,8 TWh	6,3 TWh