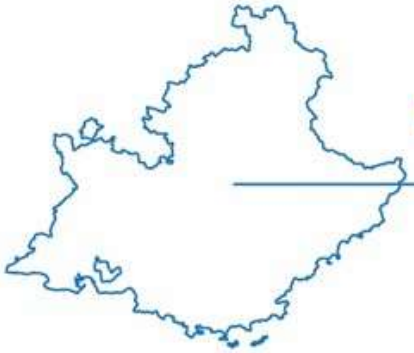
Le réseau de transport d'électricité

Énergie Développement Services du Briançonnais

l'acteur économique du briançonnais

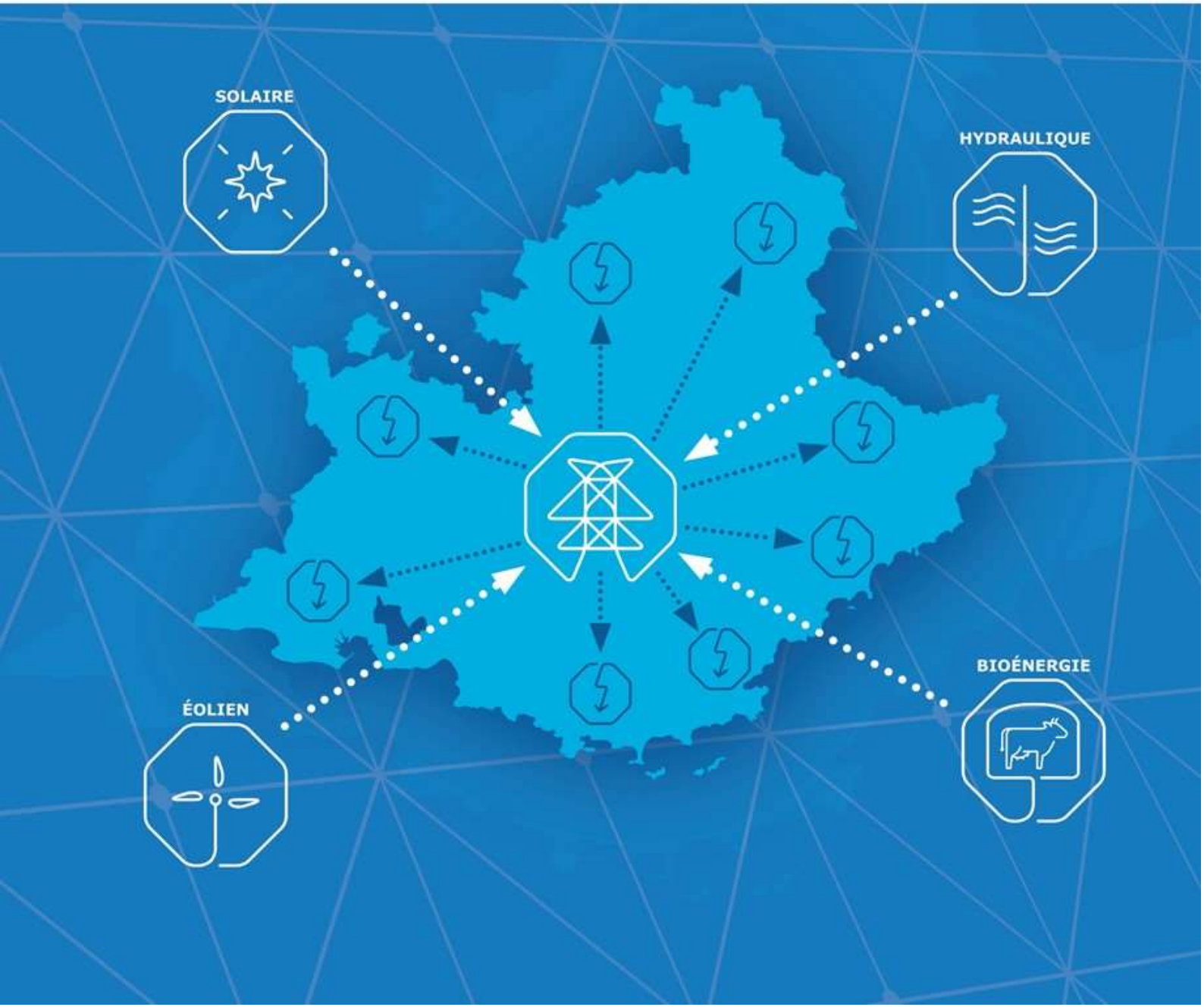
L'ELECTRICITE EN RESEAU



# RÉVISION DU SCHÉMA RÉGIONAL DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (S3REnR) PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR

## SCHEMA REVISE

**Juin 2022**



# SOMMAIRE

**L'ESSENTIEL DU S3RENR ..... 5**

**PARTIE 1 : ROLE ET ENJEUX DU SCHEMA ..... 17**

**PARTIE 2 : METHODOLOGIE D'ELABORATION DU SCHEMA ..... 29**

**PARTIE 3 : LE CONTEXTE DE LA REGION PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR..... 37**

**PARTIE 4 : DONNEES D'ENTREE POUR ELABORER LE SCHEMA ..... 49**

**PARTIE 5 : LES EVOLUTIONS DU RESEAU ELECTRIQUE ..... 59**

**PARTIE 6 : SYNTHÈSE DES INVESTISSEMENTS ..... 98**

**PARTIE 7 : MODALITÉS DE MISE EN ŒUVRE DU SCHÉMA ..... 118**

**ANNEXES ..... 126**

Annexe 1 : état initial du S3REnR de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Annexe 2 : capacités retenues au schéma révisé

Annexe 3 : orientations retenues par l'Etat

Annexe 4 : bilan technique et financier du schéma antérieur de Provence-Alpes-Côte d'Azur

Annexe 5 : lexique

*<u>Note au lecteur :</u>*

*. Les principaux termes techniques sont explicités dans un lexique en annexe 5.*

*. Le présent document est accompagné d'un rapport d'évaluation environnementale et de son résumé non technique*

# *Faire évoluer le réseau électrique de la Région Provence-Alpes-Côte d'Azur pour la transition énergétique*

# L'ESSENTIEL DU S3RENR

**Le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) est un outil au service de la transition énergétique. Il permet de réserver des capacités d'accueil sur le réseau électrique pour y raccorder les énergies renouvelables (EnR). Il définit les évolutions à apporter au réseau pour créer ces capacités lorsqu'elles sont insuffisantes au regard de l'objectif régional des 8 à 10 ans à venir. Pour la présente révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur, l'objectif de nouvelles capacités réservées fixé le 11 février 2020 par le Préfet de Région est de 6400 MW** (millions de Watts)**, soit une capacité globale de 12 500 MW** en intégrant les installations EnR en service ou en développement.

Conformément à la loi, ce schéma est établi par RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, en accord avec les gestionnaires du réseau de distribution de l'électricité possédant des postes sources en Provence-Alpes-Côte d'Azur : Enedis et Energie Développement Services du Briançonnais (EDSB).

Avec la mise en œuvre de la présente révision du S3REnR, le réseau électrique régional pourra accueillir 6400 MW d'énergies renouvelables terrestres supplémentaires à l'horizon 2030, soit 13 100 MW[1] au total en incluant les 5700 MW déjà en service et les 1000 MW de projets en développement à fin mars 2022. Ces chiffres n'incluent pas les énergies marines, qui font l'objet d'un dispositif de raccordement distinct et sont par ailleurs prises en compte dans les études RTE.

**En cohérence avec les orientations régionales (SRADDET[2]), environ 4900 MW soit 3/4 des capacités d'accueil prévues dans le présent schéma, portent sur des territoires à fort potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …).** Il s'agit pour l'essentiel des 6 territoires suivants, comme illustré sur la carte en page 11 : Vallée du Rhône et Basse-Durance, Métropole d'Aix-Marseille, Métropole Toulonnaise et Centre-Var, Gapençais et Haute-Durance, Côte d'Azur.

**Au-delà, environ 1/4 des capacités prévues soit environ 1500 MW desservent des territoires bien identifiés présentant des perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol**. Il s'agit essentiellement des 4 territoires suivants : plateau d'Albion, Buëch-Rosanais, Haute-Provence, Alpes d'Azur et Pays de Fayence. L'Etat et les collectivités territoriales accompagnent cette dynamique pour garantir que ce développement peut se faire dans le respect des enjeux naturels, paysagers et agricoles.

Il est à noter que les capacités d'accueil prévues dans ces territoires pourront tout aussi bien servir au raccordement d'installations photovoltaïques sur toitures ou parkings, qui présentent un potentiel de plusieurs milliers de MW sur ces secteurs. En effet, les capacités

---

[1] L'objectif initial de 6400 MW de nouvelles capacités d'accueil ayant été conservé, la capacité globale d'accueil sur le réseau est désormais légèrement supérieure aux 12 500 MW prévus initialement du fait des nouvelles installations EnR mises en service ou entrées en développement entre début 2020 et début 2022.

[2] Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires. En région Provence-Alpes-Côte d'Azur ce schéma a été approuvé en octobre 2019.

prévues au schéma ont pour vocation de permettre le raccordement sans discrimination des différents types d'installations d'énergie renouvelable (EnR) qui pourraient être développées et se voir autorisées par les pouvoirs publics sur chaque territoire.

Par ailleurs, **cette répartition des capacités d'accueil a été ajustée à la suite de la phase de consultation des parties prenantes et de concertation préalable, qui s'est tenue entre novembre 2020 et février 2021**. Les avis et contributions reçus ont permis de confirmer la volonté forte de développer les EnR, mais ils ont aussi mis en évidence des points de sensibilité à mieux prendre en compte. Il s'agit en particulier des perspectives de développement des EnR considérées sur certains territoires ruraux au regard de leurs enjeux paysagers, naturels ou agricoles**. Ainsi, par rapport au projet de schéma mis en consultation à l'automne 2020, près de 400 MW de capacités envisagées sur certaines zones rurales** (plateau d'Albion et Haute-Provence) **ont été transférés vers des zones fortement urbanisées disposant d'un potentiel élevé de photovoltaïque sur surfaces artificialisées** (les 3 métropoles régionales et la vallée du Rhône). Ces ajustements permettent de mieux tenir compte des enjeux environnementaux des territoires concernés et de conforter la cohérence du schéma avec l'objectif du SRADDET de privilégier le développement du photovoltaïque sur toitures et parkings.

En termes de bilan carbone, le raccordement au réseau des 6400 MW d'EnR permis par le présent schéma représente une réduction des émissions de $CO_2$ du système électrique de l'ordre de 0,5 million de tonnes par an, en substituant de la production renouvelable à la production actuelle d'origine fossile (gaz et charbon).

**Le présent S3REnR a été établi dans une logique d'optimisation des solutions électriques et de prise en compte des enjeux environnementaux et dynamiques de territoires. Il tient compte également des objectifs de maîtrise de la demande en énergie, du développement des moyens de stockage et des nouveaux usages (véhicules électriques …).**

Ainsi le schéma s'appuie au maximum sur le réseau existant, en l'exploitant au plus près de ses limites via les technologies numériques et les moyens de flexibilité (installation d'automates …). **La valorisation des capacités résiduelles et l'optimisation du réseau existant permettent d'offrir environ la moitié des 6400 MW de capacités d'accueil visées**.

Au-delà, il est nécessaire de renforcer certains ouvrages (postes et/ou lignes électriques) et dans certains cas d'en créer de nouveaux, notamment là où le réseau est aujourd'hui moins présent. Les créations d'ouvrages portent en particulier sur les 4 territoires présentant des perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol : le plateau d'Albion, le Buëch-Rosanais, la Haute Provence et les Alpes d'Azur et Pays de Fayence.

Les travaux sur le réseau électrique prévus au titre du présent schéma, illustrés sur la carte en page 14, comportent :

- **la modification d'une trentaine de postes existants**, notamment pour augmenter leur capacité de transformation,
- **le renforcement d'environ 110 kilomètres (km) de liaisons électriques,**
- **la création de 11 postes** (dont 5 en extension ou à proximité d'un poste existant) **et de 170 km de liaisons électriques** (en privilégiant le recours au souterrain).

A noter que **les options de création des dessertes d'Albion et du Rosanais ont été retenues à la suite de la phase de consultation des parties prenantes et de concertation préalable** tenue de novembre 2020 à février 2021. En effet, les avis et contributions reçus ont confirmé le potentiel et la dynamique de développement des EnR

sur ces secteurs, impulsée notamment par les collectivités territoriales. Au futur poste du plateau d'Albion, comme évoqué précédemment, la capacité d'accueil réservée au présent schéma a été adaptée à 80 MW au lieu des 180 à 300 MW envisagés précédemment.

**Afin d'assurer la bonne prise en compte des enjeux environnementaux des territoires, le projet de schéma fait l'objet d'une évaluation environnementale,** dont le rapport est joint au présent document. Ces enjeux conduisent à privilégier la technologie souterraine pour la construction des nouvelles lignes électriques, lorsque cela est possible en termes technico-économique. Cette démarche sera poursuivie lors de la concertation, des études et de l'instruction des projets relatifs à ces ouvrages électriques.

**Les investissements nécessaires sur le réseau électrique sont estimés à 705 M€. Leur financement est réparti entre les gestionnaires de réseau pour les ouvrages en renforcement (environ 282 M€) et les producteurs d'énergie renouvelable pour les créations d'ouvrages (environ 423 M€).**

Les dépenses à la charge des producteurs sont mutualisées au travers d'une quote-part régionale qui s'appliquera aux futurs projets d'énergies renouvelables raccordés sur la région ; ceci en fonction de leur puissance. Compte tenu de ce montant d'investissement en création d'ouvrages, **la quote-part régionale s'établit à 68,41 k€/MW.** Conformément à la réglementation en vigueur, le paiement de cette quote-part ne concerne pas les projets de puissance inférieure à 250 kVA (qui représentent une grande partie des installations photovoltaïques sur toitures).

**Le S3REnR, outil de planification des évolutions du réseau électrique, ne préjuge pas de la décision de réaliser ou non les projets d'installation de production d'énergie renouvelable.** Cette décision ne relève pas du S3REnR ni des gestionnaires de réseau mais des porteurs de projets d'énergie renouvelable et des pouvoirs publics. En cas d'évolution substantielle des besoins en capacités de raccordement des énergies renouvelables, le schéma pourra être modifié ultérieurement.

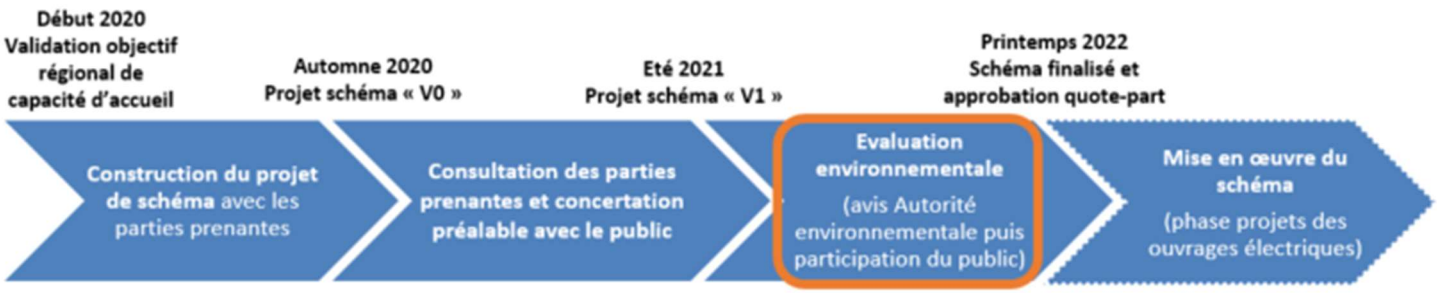
**Le S3REnR est élaboré en concertation avec les parties prenantes et le public**. Outre les rencontres et échanges qui ont eu lieu depuis 2019 avec les acteurs du territoire et les services de l'Etat en région, **une concertation préalable du public et une consultation des acteurs des territoires** se sont tenues fin 2020/début 2021. Elles ont permis de partager les enjeux liés à ces évolutions du réseau électrique et de recueillir leurs observations sur le projet de schéma. Dans la même période les **parties prenantes au titre du code de l'énergie**[3] **ont également été consultées**.

Après prise en compte des avis et observations, le projet de S3REnR a fait l'objet d'une **évaluation environnementale**. Il a ainsi donné lieu à un avis de l'Autorité environnementale rendu le 16 décembre 2021, puis d'une participation du public du 14 février au 16 mars 2022. Les Autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité (AODE) ont par ailleurs été consultées le 17 mars 2022 au titre de l'article D321-17 du code de l'énergie.

Le schéma révisé est ensuite soumis au Préfet de Région Provence-Alpes-Côte d'Azur pour approbation de la quote-part régionale, en vue de sa publication.

[3] L'article D321-12 du Code de l'énergie prévoit que, lors de l'élaboration du schéma, sont consultés les services déconcentrés en charge de l'énergie, le conseil régional, l'autorité organisatrice de la distribution regroupant le plus d'habitants dans chaque département concerné et les autorités organisatrices de la distribution regroupant plus d'un million d'habitants, les organisations professionnelles de producteurs d'électricité ainsi que les chambres de commerce et d'industrie.

*Les principales étapes de la révision du schéma*




## A quoi sert le S3REnR ?

**La transformation du mix de production électrique nécessite de faire évoluer le réseau électrique au cours des prochaines années, en tenant compte à la fois des objectifs de développement des énergies renouvelables et de l'évolution des consommations d'énergies.**

Le développement des énergies renouvelables (EnR) s'établit depuis le début des années 2010 à un rythme d'environ 2000 MW par an en France, dont 200 à 250 MW par an en Provence-Alpes-Côte d'Azur. Selon la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dont le décret a été signé le 21 avril 2020, **ce rythme est amené à augmenter de manière significative pour atteindre 6000 à 7000 MW par an à l'échelle nationale**. La PPE vise par ailleurs une réduction de la consommation finale d'énergie de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012. Cette baisse porte principalement sur les énergies fossiles (gaz naturel, pétrole et charbon), ce qui signifie **des transferts d'usages vers l'électrique** (développement des véhicules électriques …).

Pour accompagner le développement des EnR, la loi du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », a confié à RTE l'élaboration des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution.

**Le S3REnR anticipe et planifie les évolutions du réseau électrique à l'échelle régionale pour desservir, de manière coordonnée et optimale, les potentiels d'électricité renouvelable de chaque territoire.** Cette anticipation est nécessaire au regard des délais de création d'ouvrages électriques, généralement de 5 à 8 ans entre les phases d'études, d'instruction et de travaux. Le schéma permet d'optimiser et de mutualiser ces infrastructures d'accueil des énergies renouvelables, via des postes collecteurs auxquels les sites de production pourront se raccorder.

**Le S3REnR permet un accès privilégié des EnR au réseau électrique, en leur réservant des capacités de raccordement dans les postes électriques pendant une durée de 10 ans. En région Provence-Alpes-Côte d'Azur, conformément aux orientations du SRADDET, le S3REnR desservira très majoritairement les secteurs à fort potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …).**

**Le schéma prévoit les infrastructures électriques permettant d'assurer la solidarité énergétique entre les territoires et avec les régions limitrophes, afin que l'énergie renouvelable produite en tout lieu et à tout instant puisse être acheminée vers les lieux de consommation.**

Ainsi en Provence-Alpes-Côte d'Azur, grâce au réseau électrique, une partie de l'énergie renouvelable produite sur certains territoires pourra alimenter d'autres territoires ou bien être partagée avec les régions limitrophes Auvergne-Rhône Alpes et Occitanie. Par ailleurs, les productions d'énergies renouvelables en zones urbanisées pourront soit être consommées localement soit transportées via le réseau électrique vers d'autres zones de consommation suivant les saisons et périodes de la journée (la production photovoltaïque étant plus élevée au printemps en milieu de journée alors que par exemple la consommation résidentielle est plus élevée le soir en hiver).

**Le S3REnR est un schéma prospectif d'évolution du réseau. Il ne se substitue pas aux procédures d'autorisation des projets d'adaptation du réseau électrique ni à celles des projets d'installation de production d'énergie renouvelable.**

## Pourquoi réviser le S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur ?

**En 2019, le volume de capacités allouées aux énergies renouvelables en Provence-Alpes-Côte d'Azur avait dépassé les 2/3 des 1550 MW de capacités réservées au S3REnR approuvé le 26 novembre 2014. Le franchissement de ce seuil a déclenché la révision du schéma pour réserver de nouvelles capacités d'accueil, en cohérence avec les nouvelles ambitions régionales à l'horizon 2030.**

Le franchissement du seuil des 2/3 de capacités allouées constitue, en application de l'article D.321-20-5 du code de l'énergie, un critère de déclenchement de la révision de schéma. Ainsi, RTE a officiellement engagé la révision du schéma le 16 mars 2020 pour répondre à l'objectif de 6400 MW de nouvelles capacités réservées fixé par le Préfet de Région le 11 février 2020. A fin 2020, environ les 3/4 des capacités du schéma avaient été allouées et certaines zones ne disposaient plus de capacités d'accueil. Ainsi une adaptation de ce schéma a été réalisée pour les Alpes-de-Haute-Provence et les Hautes Alpes, afin d'y créer près de 386 MW de nouvelles capacités et permettre dès que possible le raccordement des nouveaux projets d'énergie renouvelable. Cette adaptation a été publiée et est entrée en vigueur le 4 octobre 2021. Afin de donner une vision globale et conformément à la réglementation, les ouvrages prévus dans cette adaptation sont inclus dans la présente révision du schéma, hormis ceux dont les travaux sont engagés.

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, les énergies renouvelables se sont développées ces dernières années à un rythme de 200 à 250 MW par an. Ainsi, elles s'établissaient à 6700 MW à fin mars 2022 (dont 5700 MW en service et 1000 MW en développement) contre 4700 MW à fin 2014 lorsque le schéma précédent a été approuvé. Outre la production hydroélectrique historique (environ 3300 MW), **cet essor est essentiellement porté par le photovoltaïque** (environ 1650 MW en service à fin 2021, soit 80% des nouvelles installations d'énergie renouvelable en Provence-Alpes-Côte d'Azur).

**Le développement des énergies renouvelables devrait s'accélérer dans les prochaines années, conformément aux ambitions de l'Etat** (via la PPE) **et de la Région** (via le SRADDET). En effet atteindre ces objectifs suppose de plus que doubler le rythme d'installation de ces dernières années pour dépasser les 600 MW d'énergies renouvelables supplémentaires par an. **Grâce à la réservation de nouvelles capacités d'accueil sur le réseau, la révision du schéma permettra ainsi de contribuer aux objectifs de transition énergétique en Provence-Alpes-Côte d'Azur à l'horizon 2030**.

## La démarche de révision du S3REnR

**L'objectif est de s'assurer que le schéma permettra au réseau d'accompagner le développement des énergies renouvelables sur chaque territoire à l'horizon 2030, en cohérence avec les orientations de l'Etat et de la Région et en tenant compte des enjeux environnementaux. Il s'agit en particulier de l'objectif régional de développer majoritairement le photovoltaïque sur surfaces artificialisées** (toitures, parkings …)**.**

**Ainsi à partir des dynamiques constatées, des potentiels et ambitions définis par la Région** (via le SRADDET, le cadastre énergétique), **un recensement des potentiels de production d'énergie renouvelable sur chaque territoire à l'horizon 2030 a été réalisé**. Outre les données fournies par la Région, ce recensement croise différentes sources, issues notamment des acteurs des territoires et des organisations représentatives des porteurs de projets d'énergie renouvelable.

**Ce recensement a permis de définir des capacités à réserver sur le réseau pour chaque territoire, conformément à l'objectif régional de capacité d'accueil de 6 400 MW fixé par le Préfet et en tenant compte des orientations du SRADDET.** La figure 1 en page 11 illustre la répartition de ces capacités par intercommunalité.

Ainsi **environ 4900 MW, soit 3/4 des capacités de raccordement au réseau prévues, portent sur des territoires présentant un potentiel élevé de photovoltaïque sur surfaces artificialisées** (toitures, parkings …).

**Les 1500 MW de capacités additionnelles prévues au schéma correspondent notamment à des perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol identifiées sur certains territoires**. Ces territoires font l'objet d'un accompagnement spécifique par les services de l'Etat, pour **s'assurer que ces ambitions sont bien partagées par les territoires et compatibles avec les enjeux naturels, paysagers et agricoles**.

**Une recherche de solutions optimisées a ensuite été réalisée pour offrir ces capacités d'accueil sur chaque territoire, tout en maintenant un haut niveau de qualité d'alimentation électrique.**

Cette recherche a été réalisée en actionnant les 3 leviers suivants :

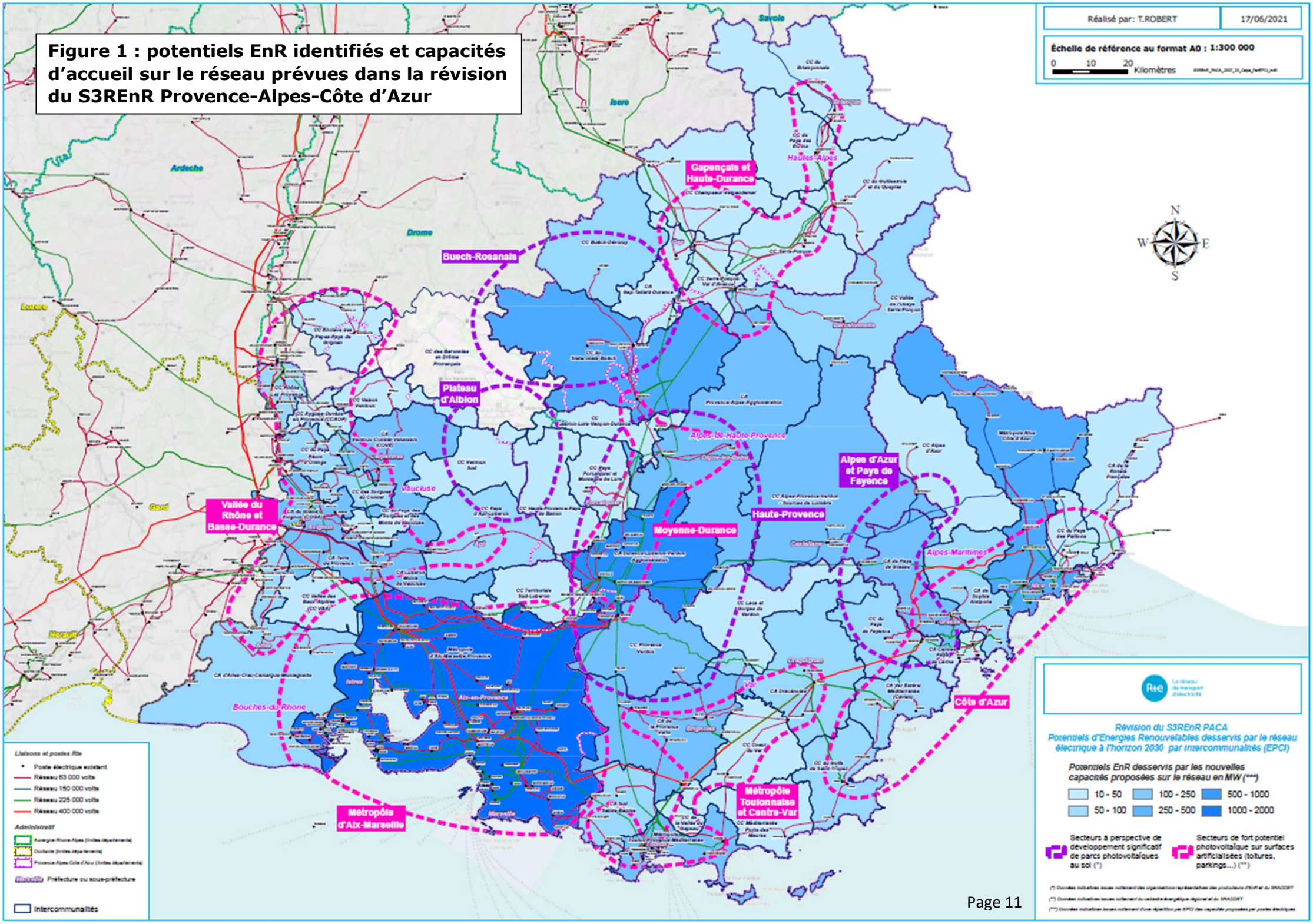
1) **En priorité, recenser les capacités disponibles et optimiser les capacités du réseau actuel**, via le déploiement des moyens de flexibilité comme l'installation d'automates permettant de piloter les flux électriques. Ce levier permet d'offrir **environ la moitié de l'objectif de capacité d'accueil de 6400 MW ;**

2) Ensuite, **augmenter les capacités techniques des ouvrages existants** (postes ou lignes électriques), ce qui permet d'offrir **1/4 de la capacité d'accueil visée** ;

3) **Le cas échéant, réaliser de nouveaux ouvrages**. Ce 3ème levier s'avère nécessaire pour créer **environ 1/4 de la capacité prévue**, en particulier dans certaines zones où le réseau est moins présent.

**Au stade du schéma, ni la localisation ni la consistance précises des ouvrages à créer ne sont définis. Chacun de ces ouvrages fera ultérieurement l'objet de son propre processus d'études, de concertation, d'instruction et d'autorisation.** C'est au cours de cette procédure que seront identifiés les emplacements des nouveaux postes électriques et tracés des nouvelles liaisons électriques les plus propices, notamment en termes d'insertion environnementale.

**Figure 1 : potentiels EnR identifiés et capacités d'accueil sur le réseau prévues dans la révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur**



En parallèle, **une évaluation environnementale stratégique est menée** par un bureau d'études spécialisé afin d'assurer la bonne prise en compte des enjeux environnementaux pour les ouvrages électriques prévus à l'échelle du schéma.

Cette évaluation donne par ailleurs un 1er éclairage sur les enjeux et incidences potentielles liés aux perspectives de développement d'énergies renouvelables considérées au schéma, sans préjuger de la consistance, de la localisation précise ni des conditions de réalisation de ces futures installations. Ces dernières relèvent de la responsabilité de maîtres d'ouvrage autres que les gestionnaires de réseau et devront faire l'objet de leur propre processus de développement et d'autorisation par les pouvoirs publics, sous la responsabilité de leurs porteurs de projets.

Pour la réduction des émissions de CO2 du système électrique résultant de la mise en œuvre du schéma, l'estimation de 0,5 million de tonnes par an est une valeur indicative[4] calculée avec les hypothèses d'une production annuelle d'énergie renouvelable supplémentaire de 8,4 TWh/an (6,4 GW x 24h x 365 j x 15% de taux de production moyen pour le photovoltaïque par rapport à la puissance maximale en crête) et du niveau d'émission moyen du mix électrique français en 2018 (0,061 tonne CO2 par MWh[5]).

## Les évolutions du réseau électrique prévues à la révision du schéma Provence-Alpes-Côte d'Azur

Pour offrir 6400 MW de capacité d'accueil conformément aux objectifs régionaux, la solution proposée à la suite des études menées par RTE et Enedis consiste à réaliser les évolutions suivantes sur le réseau électrique dans le cadre du S3REnR de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur :

- **installation d'une quarantaine d'automates et poursuite de la numérisation** des équipements de contrôle et de commande **pour optimiser le réseau existant,**
- **augmentation des capacités techniques d'ouvrages haute tension existants**, essentiellement via l'ajout ou le remplacement de transformateurs dans une **trentaine de postes et le renforcement d'environ 110 km de liaisons électriques** (principalement l'axe à 225 kV en Durance)**,**
- **création de 11 postes et de 170 km de liaisons électriques**, dans les secteurs où le réseau électrique est moins présent aujourd'hui. Ces ouvrages sont majoritairement prévus en 225 kV pour disposer de capacités suffisantes et évolutives.

Pour la création des nouvelles liaisons électriques, la technologie souterraine est privilégiée lorsque les conditions technico-économiques le permettent, ceci compte tenu des enjeux environnementaux des territoires concernés, en particulier paysagers.

**A noter que les options de création des dessertes d'Albion et du Rosanais ont été retenues à la suite de la phase de consultation des parties prenantes et de concertation préalable,** qui s'est tenue de novembre 2020 à février 2021. En effet, les avis et contributions reçus ont confirmé le potentiel et la dynamique de développement des EnR sur ces secteurs, impulsée notamment par les collectivités territoriales.

---

[4] Ce calcul simplifié ne tient compte ni des échanges d'électricité qui peuvent avoir lieu entre les pays, ni des émissions de $CO_2$ nécessaires à la réalisation des infrastructures de production et de réseau. Il permet néanmoins d'évaluer l'ordre de grandeur du levier induit par cet objectif en termes d'économie de $CO_2$ en phase d'usage.

[5] Source : Bilan électrique 2018, RTE

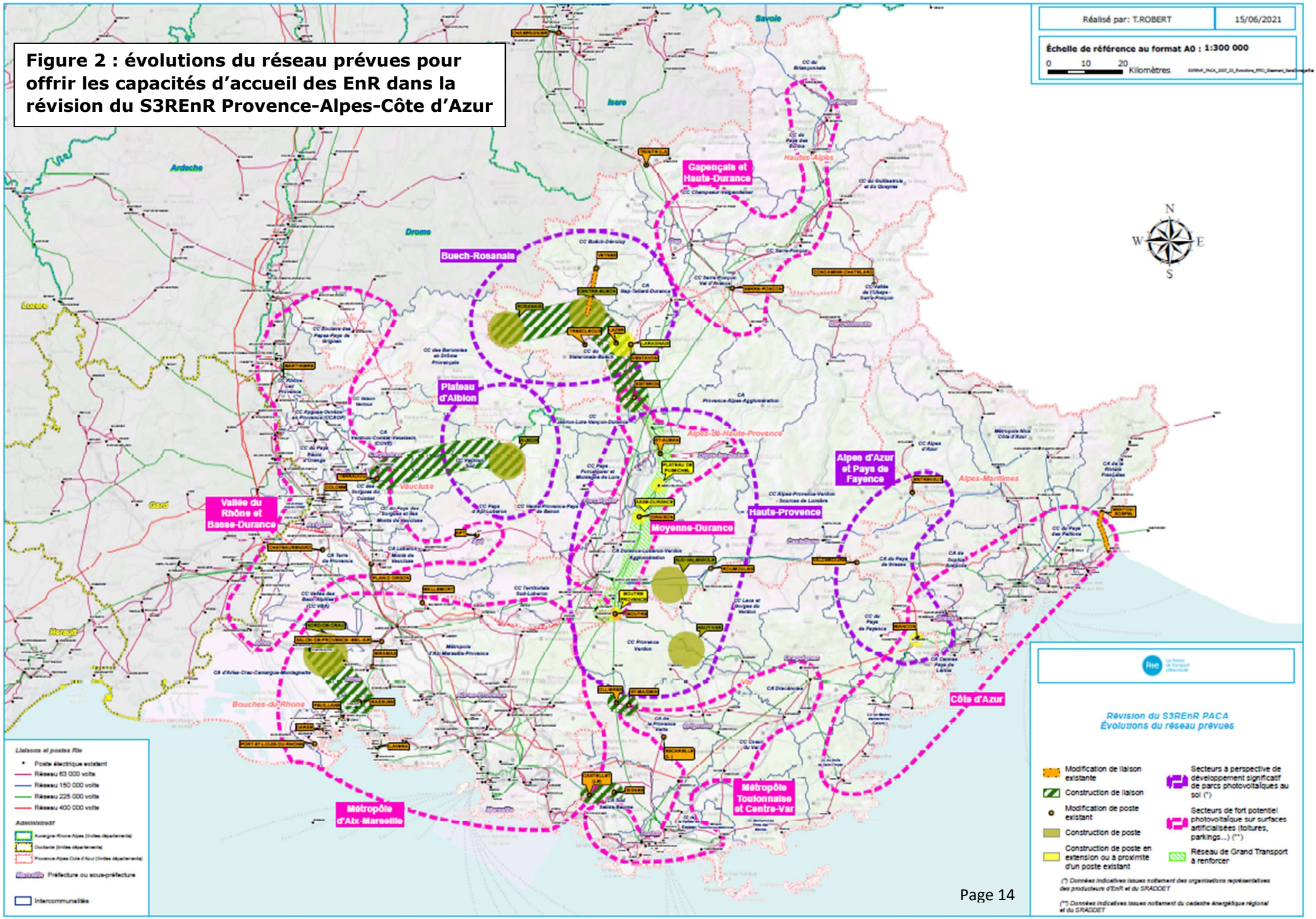
Pour le futur poste du plateau d'Albion, la capacité d'accueil réservée au titre du présent schéma a été adaptée à 80 MW au lieu des 180 à 300 MW envisagés précédemment. Cet ajustement tient compte des enjeux paysagers, agricoles et naturels mentionnés dans ce secteur vis-à-vis du développement de parcs photovoltaïques au sol, ainsi que des potentiels photovoltaïques sur surfaces anthropisées (toitures, parkings ...) qui pourront y être desservis. Par ailleurs, le raccordement du futur poste à celui de Terradou est retenu plutôt qu'à Plan d'Orgon, notamment afin de réduire le linéaire de liaison à 225 kV à réaliser dans des secteurs à enjeux environnementaux.

Ainsi, comme illustré sur la carte page suivante, les évolutions structurantes concernent le plateau d'Albion (Vaucluse), le Buech-Rosanais (Hautes Alpes), le sud de la vallée de la Durance et du plateau de Valensole (Alpes de Hautes Provence), la zone Arles-Crau (Bouches-du-Rhône), le Centre et le Haut-Var (Var).

Par ailleurs, afin de donner une vision globale et conformément à la réglementation (article D.321-14 su code de l'énergie), **la présente révision inclut les ouvrages prévus dans le schéma précédent ou dans son adaptation et dont les travaux n'ont pas été engagés.** Il s'agit de la création d'un poste 225 kV sur le plateau de Puimichel (en extension ou à proximité du poste existant des Mées dans les Alpes-de-Haute-Provence) et de travaux prévus dans 4 postes existants (La Condamine-Chatelard dans les Alpes-de-Haute-Provence, Ventavon et Veynes dans les Hautes-Alpes et Champagnier en Isère). En revanche, les travaux des ouvrages suivants auront été engagés à la date d'approbation de la quote-part et sont donc intégrés à l'état initial de la présente révision : création d'une transformation 225/20 kV au poste de Saint Auban, ajout d'un transformateur 63/20 kV au poste de Mas-de-Gouin et remplacement de 2 transformateurs 63/20 kV au poste de Trescléoux. Pour les mêmes raisons, la création de la liaison à 63 000 volts entre les postes de Lazer et Sisteron, prévue au schéma précédent, est également intégrée à l'état initial de la présente révision du schéma. Des synergies sont recherchées entre les ouvrages prévus au schéma précédent et ceux inscrits dans sa présente révision, tout en tenant compte des différentes échéances de réalisation au regard des besoins à satisfaire.

A noter que la réalisation des évolutions du réseau identifiées dans le Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (SDDR) est nécessaire pour la mise en œuvre du présent schéma. Le SDDR, approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) le 31 juillet 2020, est un outil de planification du réseau à l'échelle nationale, réalisé par RTE en lien avec les autres pays européens. Il présente les grands enjeux du réseau à un horizon de 10 à 15 ans, en particulier les objectifs de transition énergétique inscrits dans la PPE, et donne une vision des principales évolutions du réseau nécessaires. Pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, il s'agit principalement de la fin du programme d'adaptation du réseau en Haute-Durance, de la rénovation de différentes lignes et postes électriques existants et du besoin potentiel de renforcement du réseau en vallée du Rhône à l'horizon 2035.

**Figure 2 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR dans la révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur**



## Synthèse financière

**Les évolutions du réseau prévues dans la révision du S3REnR Provence - Alpes - Côte d'Azur représentent un investissement estimé à 705 M€[6]. Cette estimation se compose de 282 M€ d'optimisation ou de renforcements d'ouvrages et de 423 M€ de création d'ouvrages.**

Ces montants traduisent la nécessité d'investissements importants pour adapter le réseau électrique aux objectifs régionaux de transition énergétique.

La part relative aux optimisations et renforcements d'ouvrages, estimée à 282 M€, est à la charge des gestionnaires de réseaux (principalement RTE compte tenu du périmètre de mutualisation des ouvrages prévu réglementairement). Ainsi cette part de l'investissement est financée par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

La part correspondant à la création d'ouvrages, estimée à 423 M€, est mutualisée entre les producteurs d'énergies renouvelables via la quote-part régionale. Cette quote-part s'appliquera aux futurs projets d'énergies renouvelables raccordés sur le réseau électrique de Provence-Alpes-Côte D'Azur ; ceci en fonction de leur puissance.

Compte tenu de ce montant d'investissement en création d'ouvrages, **la quote-part régionale s'établit à 68,41 k€/MW[6].** A noter que le paiement de cette quote-part ne concerne que les projets de puissance supérieure à 250 kVA, ce qui exclut notamment la majorité des installations photovoltaïques sur toitures.

Sur les 423 M€ de créations d'ouvrages, 284 M€ portent sur des ouvrages RTE et 139 M€ sur des ouvrages Enedis.

Une décomposition sommaire des 705 M€ d'investissements estimés est donnée ci-après (voir la suite du présent document pour plus de détail) :

- Optimisation du réseau existant (automates …) ≈ 7,5 M€,
- Renforcement de l'axe 225 kV en Durance ≈ 184,5 M€,
- Renforcements autres ≈ 90 M€,
- Création desserte plateau d'Albion ≈ 89 M€,
- Création desserte Buëch et Rosanais ≈ 145 M€,
- Autres créations postes et liaisons ≈ 189 M€.

## Un schéma concerté

**La révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur a fait l'objet d'une large concertation afin d'informer et de recueillir les avis sur les solutions proposées. Ainsi, une concertation préalable du public et une consultation des parties prenantes au titre du code de l'énergie se sont tenues entre novembre 2020 et février 2021.**

L'élaboration du projet de schéma a donné lieu depuis 2019 à de **nombreux échanges et une soixantaine de réunions ont eu lieu avec les acteurs de l'énergie, les services de l'Etat en région et les acteurs des territoires.** Ces échanges ont permis de s'assurer que les capacités du réseau prévues pour l'accueil des énergies renouvelables sont cohérentes avec les ambitions énergétiques et les enjeux des territoires.

[6] Aux conditions économiques de l'année 2021

Conformément au code de l'énergie[7], le projet de schéma a fait l'objet d'une **consultation des parties prenantes** de novembre 2020 à janvier 2021. Douze avis ont été remis à cette occasion, dont la synthèse est jointe au présent dossier.

**En outre, à l'initiative des gestionnaires de réseau, une concertation préalable du public a été organisée de décembre 2020** à février 2021 sur le projet de schéma et l'aperçu de ses incidences potentielles sur l'environnement, selon les dispositions du code de l'environnement[8]. La plateforme numérique dédiée (https://www.concertation-S3REnR-PACA.fr) a reçu plus de 500 visites et plus de 70 contributions y ont été déposées. Le bilan de cette concertation préalable est joint au présent dossier.

**Les acteurs des territoires ont également été invités à s'exprimer** sur le projet de schéma, notamment les intercommunalités, les Conseils départementaux, les Parcs naturels nationaux et régionaux. Plus de 20 contributions ont été reçues à cette occasion, dont la synthèse est également jointe au présent dossier.

**Les avis et contributions reçus ont été analysés par RTE, en lien avec Enedis et EDSB, et ont conduit aux ajustements et choix suivants** mentionnés précédemment :

- les options de desserte du Rosanais et du plateau d'Albion ont été retenues compte tenu du potentiel et de la dynamique de développement des EnR sur ces secteurs. Pour le plateau d'Albion, la capacité d'accueil réservée au titre du présent schéma a été adaptée à 80 MW au lieu des 180 à 300 MW envisagés précédemment, ceci compte tenu notamment des enjeux paysagers, agricoles et naturels de ce secteur vis-à-vis du développement de parcs photovoltaïques au sol,
- près de 400 MW de capacités envisagées en zones rurales (plateau d'Albion et Haute-Provence) ont été transférés vers des zones fortement urbanisées (les 3 métropoles régionales et la vallée du Rhône). Ces ajustements permettent de mieux tenir compte des enjeux environnementaux des territoires et de conforter la cohérence avec l'objectif n°19 du SRADDET de privilégier le développement du photovoltaïque sur toitures et parkings.

Le projet de schéma révisé, accompagné de son rapport d'évaluation environnementale, a ensuite fait l'objet d'un **avis de l'Autorité environnementale** rendu le 16 décembre 2021, puis d'une **participation du public** par voie électronique du 14 février au 16 mars 2022, en vertu de l'article L.123-19 du Code de l'environnement. Il a également été soumis pour avis le 17 mars 2022 aux autorités organisatrices du réseau public de distribution, conformément à l'article D321-17 du code de l'énergie. A l'issue de ces consultations et après mise à jour de l'état des lieux initial, le schéma révisé est ensuite **transmis au préfet de Région pour approbation de sa quote-part unitaire.**

[7] L'article D321-12 du Code de l'énergie prévoit que, lors de l'élaboration du schéma, sont consultés les services déconcentrés en charge de l'énergie, le conseil régional, l'autorité organisatrice de la distribution regroupant le plus d'habitants dans chaque département concerné et les autorités organisatrices de la distribution regroupant plus d'un million d'habitants, les organisations professionnelles de producteurs d'électricité ainsi que les chambres de commerce et d'industrie.

[8] Notamment aux articles L121-15-1 et suivants, et R121-19 et suivants du Code de l'environnement.

# PARTIE 1 : ROLE ET ENJEUX DU SCHEMA

La transformation du mix de production électrique rend nécessaire une évolution des réseaux électriques au cours des prochaines années. Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) planifient les évolutions du réseau électrique pour accompagner les ambitions régionales de développement des énergies renouvelables.

Le S3REnR garantit aux énergies renouvelables un accès privilégié aux réseaux publics de transport et distribution d'électricité. Il permet d'anticiper et d'optimiser les renforcements et développements des réseaux nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables.

Le S3REnR prévoit une mutualisation des coûts permettant de ne pas faire porter l'ensemble des évolutions des réseaux aux premiers projets d'énergies renouvelables électriques. Il prend en compte les spécificités des énergies renouvelables et les enjeux environnementaux pour optimiser les développements de réseau.

Le S3REnR est un schéma prospectif et adaptable. Il ne se substitue pas aux procédures d'autorisation des projets d'investissements sur le réseau ni à celles des projets d'installation de production d'énergie renouvelable.

# LES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Les réseaux électriques (transport et distribution) permettent d'acheminer l'énergie des sites de production vers les lieux de consommation, avec des étapes d'élévation et de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation. Ces réseaux ont été initialement dimensionnés pour transporter et distribuer l'énergie produite par des moyens de production centralisés et pilotables (centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques à charbon, gaz ou fioul).

## Le réseau public de transport d'électricité est géré par RTE

Situé en amont des réseaux de distribution, le réseau public de transport d'électricité est géré par RTE. Il se compose du réseau de grand transport et d'interconnexion ainsi que du réseau de répartition régional.

Le réseau de grand transport et d'interconnexion est destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale reliant les grands centres de production, disséminés en France et dans les autres pays européens. Son niveau de tension est de 400 kV, voire 225 kV. Par analogie avec le réseau routier, ce réseau de grand transport peut être comparé au réseau autoroutier.

Le réseau de répartition régional est destiné à répartir l'énergie en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (225 kV) et en haute tension (90 et 63 kV). Ce réseau peut être comparé aux routes nationales et départementales du réseau routier.

Les postes électriques permettent de raccorder les sites de production et les sites de consommation au réseau électrique. Ils permettent la connexion entre différents niveaux de tension grâce à des transformateurs, qui peuvent être comparés à des échangeurs routiers. Les postes électriques assurent notamment l'interface entre le réseau de transport de l'électricité et les réseaux de distribution de l'électricité.

Sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, 208 postes électriques sont raccordés au réseau de public de transport de l'électricité. Le réseau comprend environ 6 450 km de lignes électriques (dont 845 km en souterrain), tous niveaux de tension confondus.

La grande majorité des sites de consommation et des sites de production d'énergie renouvelable sont raccordés sur les réseaux de distribution d'électricité compte tenu de leur niveau de puissance (généralement de quelques kW à quelques MW). Néanmoins, à partir d'un certain niveau de puissance (de l'ordre d'une dizaine de MW), ces sites sont raccordés directement sur le réseau de transport d'électricité afin de disposer d'une capacité d'acheminement nécessaire.

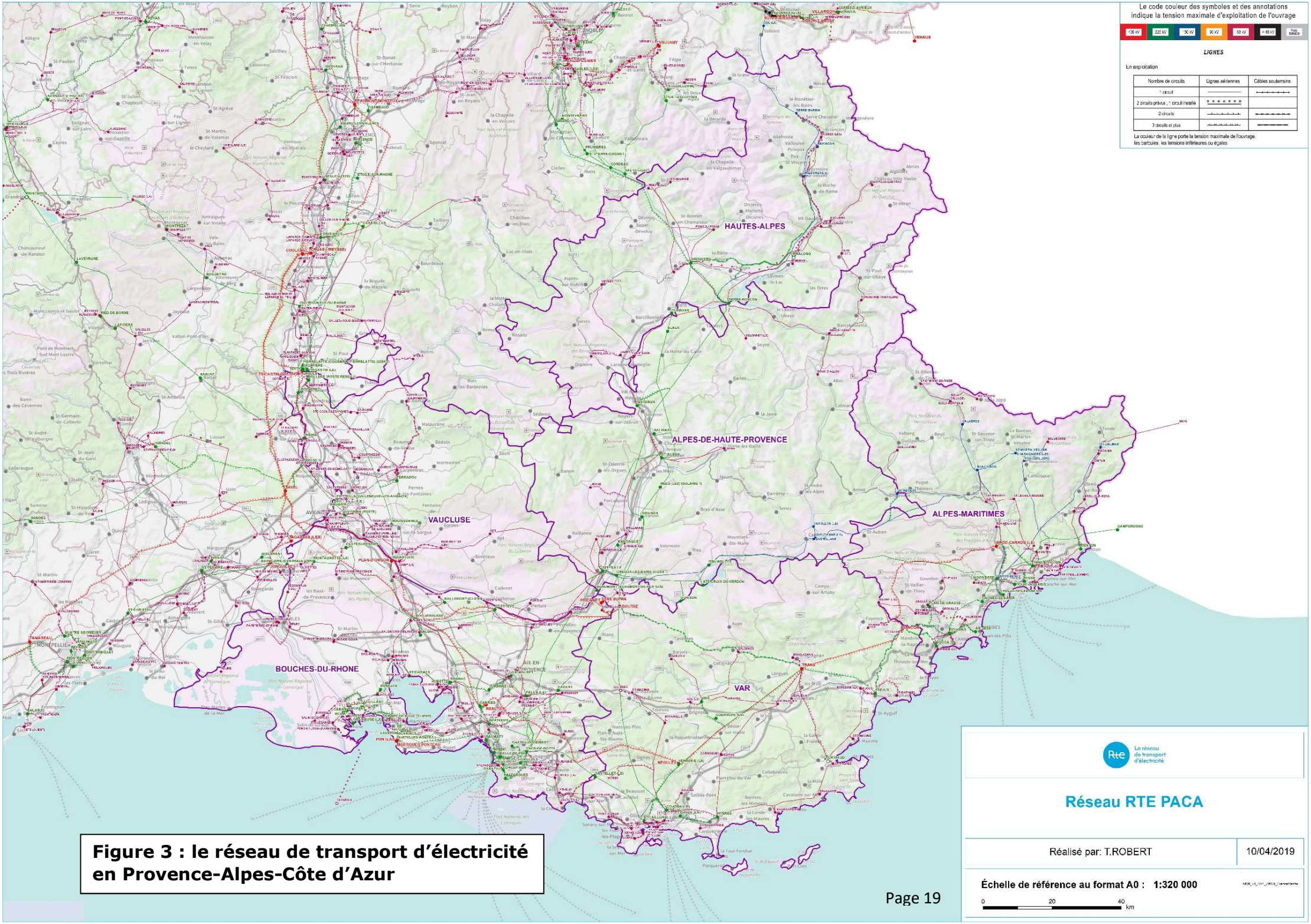



**Figure 3 : le réseau de transport d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur**

## Les réseaux publics de distribution de l'électricité sont gérés en Provence-Alpes-Côte d'Azur par Enedis et EDSB

Les réseaux publics de distribution sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire aux utilisateurs de moyenne puissance (PME et PMI, parcs photovoltaïques de quelques hectares …) et de faible puissance (consommation tertiaire et domestique, installations photovoltaïques sur petites et moyennes surfaces …).

La distribution est assurée en moyenne tension (15 000 ou 20 000 volts) ou en basse tension (400 et 230 volts) suivant le niveau de puissance. Par analogie avec le réseau routier, ce réseau peut être comparé aux voies intercommunales et communales.

L'interface entre ces réseaux de distribution et le réseau de transport d'électricité est située dans des postes appelés « postes sources », au niveau de transformateurs convertissant la haute tension en moyenne tension.

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, les réseaux publics de distribution concernés par le présent schéma sont gérés par Enedis et EDSB (Energie Développement Services du Briançonnais).

**Vue du poste 225 000 / 20 000 volts de La Duranne (commune d'Aix-en-Provence)**

# FAIRE EVOLUER LE RÉSEAU POUR L'ACCUEIL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

## La transformation du mix de production électrique rend nécessaire une évolution des réseaux au cours des prochaines années

Le développement des énergies renouvelables (principalement porté par les filières éolienne et photovoltaïque) s'établit, depuis le début des années 2010, à un rythme d'environ 2 GW par an en France. Ce rythme s'est accéléré en 2021 avec près de 4 GW de nouvelles installations EnR mises en service. Ainsi, en décembre 2021, la France métropolitaine compte près de 60 GW d'installations d'énergie renouvelable (source : Panorama de l'électricité renouvelable du 31 décembre 2021).

Selon la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), ce rythme est amené à augmenter encore de manière significative pour atteindre 6 à 7 GW par an. La PPE fixe par ailleurs un objectif de réduction de la consommation finale d'énergie de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012. Cette baisse porte principalement sur les énergies fossiles (gaz naturel, pétrole et charbon), ce qui signifie **des transferts d'énergies vers l'électrique** (développement des véhicules électriques …).

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, les énergies renouvelables représentent 6700 MW à fin mars 2022 (dont 5700 MW en service et 1000 MW en développement), contre 4700 MW à fin 2014, soit une progression de 200 à 250 MW par an. La production hydroélectrique historique reste majoritaire mais stable (environ 3300 MW), **cet essor des énergies renouvelables étant essentiellement porté par le photovoltaïque** (1650 MW en service à fin 2021 soit environ 80% des nouvelles installations d'énergie renouvelable dans la région). **Ce développement devrait s'accélérer dans les prochaines années selon les ambitions de l'Etat** (via la PPE) **et de la Région** (via le SRADDET), qui impliquent de plus que doubler le rythme d'installation pour dépasser les 600 MW de nouvelles installations par an.

Cette transformation du mix de production électrique devrait conduire progressivement à une évolution des flux qui parcourent les réseaux, engendrant, dans certains cas, des surcharges. Afin de ne pas limiter l'évacuation des énergies renouvelables et retarder ainsi les ambitions de la transition énergétique, les zones du réseau concernées devront faire l'objet de transformations légères (solutions flexibles, modifications de l'infrastructure existante) ou plus structurantes (mise en place d'une nouvelle infrastructure) en fonction de la profondeur, de la durée et de la fréquence des contraintes susceptibles de survenir.

**En premier lieu, les réseaux de répartition verront leur rôle évoluer**. En effet, ces réseaux historiquement dimensionnés pour alimenter les sites de consommations seront davantage sollicités pour évacuer de la production intermittente d'une région à l'autre.

L'analyse sur les réseaux de grand transport (225 kV et 400 kV) de l'impact de l'arrivée massive des moyens de production renouvelable met en évidence un volume plus faible de zones contraintes. Néanmoins, **cela implique d'adapter des lignes qui constituent l'ossature du réseau électrique et permettent des transferts massifs d'énergie sur de longues distances**. Les adaptations nécessaires seront naturellement plus structurelles que celles nécessaires sur les réseaux de répartition.

Bien qu'elles n'entrent pas dans le cadre du présent schéma, ces adaptations du réseau de grand transport sont nécessaires à sa mise en œuvre. Elles font l'objet du Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (SDDR), outil de planification du réseau à l'échelle nationale réalisé par RTE en lien avec les autres pays européens.

Le SDDR actuel, approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) le 31 juillet 2020, porte pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur principalement sur la fin du programme d'adaptation du réseau en Haute-Durance, la rénovation de différentes lignes et postes électriques existants et le besoin potentiel de renforcement du réseau en vallée du Rhône à l'horizon 2035.

**Salle de téléconduite (dispatching) du réseau RTE**

## Les S3REnR planifient à l'échelle régionale les évolutions du réseau électrique nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables

Pour accompagner le développement des énergies renouvelables, la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », a confié à RTE, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution, l'élaboration des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (ci-après S3REnR). Les S3REnR anticipent et planifient les évolutions des réseaux électriques nécessaires pour accueillir, de façon coordonnée et optimale, les nouvelles installations de production d'électricité renouvelable.

Pour chaque région, ils comportent essentiellement :

- la capacité d'accueil globale des énergies renouvelable fixée par le préfet de région, ainsi que la capacité réservée par poste ;
- les évolutions du réseau à réaliser pour atteindre ces objectifs ;
- le coût prévisionnel des ouvrages à créer et à renforcer ainsi que le financement par chacune des parties, en particulier le montant de la quote-part régionale correspondant aux créations d'ouvrages et qui sera financée par les producteurs d'énergies renouvelables ;
- le calendrier prévisionnel des études à réaliser et des procédures à suivre pour la réalisation des travaux ;
- le bilan technique et financier du/des schéma(s) précédent(s).

## Les S3REnR déclinent les ambitions régionales de développement des énergies renouvelables[9]

Les premiers S3REnR (celui de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur a été approuvé en 2014) ont décliné les objectifs de développement des énergies renouvelables définis par les Schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) pour l'horizon 2020.

Les régions se sont désormais engagées dans des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), créés par la loi n°2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, dite loi « NOTRe ». Ces schémas fixent, entre autres, les objectifs régionaux de moyen (2030) et long terme (2050) pour le développement des énergies renouvelables et remplacent les SRCAE. Le SRADDET de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur a été approuvé en octobre 2019, avec un objectif de 17 000 MW d'énergies renouvelables à l'horizon 2030 (dont 11 700 MW de photovoltaïque) et 47 000 MW à l'horizon 2050.

Conformément à l'ordonnance n° 2019-501 du 22 mai 2019 portant simplification de la procédure d'élaboration et de révision des S3REnR, les objectifs définis par les SRADDET, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la dynamique régionale de développement des énergies renouvelables sont pris en compte par le préfet de région, pour la définition de la capacité globale de raccordement des futurs S3REnR. **Pour la présente révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur, l'objectif de capacité d'accueil supplémentaire à l'horizon 2030 a été fixé par le Préfet de région le 11 février 2020 à 6400 MW,** soit un total de 13 100 MW[10] en intégrant les énergies renouvelables déjà en service ou en développement à fin mars 2022.

A noter que les énergies marines ne sont pas traitées dans les capacités réservées et investissements prévus au S3REnR. Elles font l'objet d'un dispositif de raccordement distinct et sont par ailleurs prises en compte par RTE dans les études de réseau. En Provence-Alpes-Côte d'Azur, le développement des énergies marines porte principalement sur l'éolien en mer, avec un objectif de plusieurs centaines de MW fixé par l'Etat dans la PPE.

Ainsi, le volume de projets de production d'énergie renouvelable en développement devrait nettement augmenter pour atteindre ces objectifs, en particulier en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, ce qui représente un enjeu important pour leur intégration sur le réseau.

[9] Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) sont notamment régis par les articles L 321-7, L 342-1, L 342-12, D 321-10 et suivants, ainsi que les articles D 342-22 et suivants du code de l'énergie.

[10] L'objectif initial de 6400 MW de nouvelles capacités d'accueil ayant été conservé, la capacité globale d'accueil sur le réseau est désormais légèrement supérieure aux 12 500 MW prévus initialement du fait des nouvelles installations EnR mises en service ou entrées en développement entre début 2020 et début 2022.

# *Les objectifs d'un S3REnR*

## Le S3REnR garantit un accès privilégié aux réseaux publics d'électricité pour les énergies renouvelables et offre une visibilité pérenne aux acteurs

Le S3REnR garantit une capacité réservée pour les installations de production d'énergies renouvelables pour une durée de dix ans[11] sur les postes électriques proches des gisements identifiés, dès lors que le réseau le permet. Le S3REnR mentionne, pour chaque poste collecteur existant ou à créer, les capacités d'accueil de production et évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil de production permettant de réserver la capacité globale fixée pour le schéma.

**Les postes collecteurs du réseau électrique ont en général un rayon d'action de 15 à 20 km à vol d'oiseau, suivant le relief et la configuration des voiries pour le raccordement des potentiels d'énergies renouvelables identifiés autour du poste.** Ce rayon d'action correspond aux limites techniques des liaisons à moyenne tension (généralement 20 kV) réalisées pour raccorder la plupart des installations d'énergie renouvelable. En effet, pour des problèmes de chute de tension entre leurs 2 extrémités, les liaisons moyennes tension sont généralement limitées à un linéaire total de moins de 25 km. Néanmoins les grandes installations d'énergie renouvelable de plusieurs dizaines de MW peuvent être raccordées par des liaisons à haute tension sur de plus grandes distances.

**Les capacités réservées de raccordement sont disponibles pour tout type d'énergie renouvelable, sans distinction de filière**. Il est à noter que les projets d'installations éoliennes en mer menés dans le cadre des appels d'offre de l'Etat font l'objet d'un dispositif de raccordement distinct du S3REnR[12].

Les S3REnR spécifient également le coût prévisionnel des ouvrages à créer ou à renforcer, ainsi que le calendrier prévisionnel pour les études à réaliser, les travaux à mener et la mise en service des ouvrages.

Après approbation de la quote-part et publication du S3REnR, la capacité disponible sur chaque poste est consultable sur le site www.capareseau.fr. Ces capacités réservées sont mises à disposition au fur et à mesure de l'avancement de la mise en œuvre des projets d'adaptation des réseaux électriques définis dans le S3REnR.

## Le S3REnR permet d'anticiper et d'optimiser les renforcements et développements de réseau nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables

Sur la base des objectifs fixés dans chaque région et des potentiels d'énergie renouvelable de chaque territoire, les besoins de capacité d'accueil du réseau sont définis en concertation avec les parties prenantes. Dans certaines zones, cette capacité de raccordement est disponible sur le réseau. Dans d'autres zones, les gestionnaires de réseaux définissent les évolutions des réseaux électriques les plus pertinentes pour la mettre en place, dans une logique d'optimisation des investissements à réaliser.

---

[11] Réservation pour 10 ans à compter de la publication du schéma pour les ouvrages existants et pour 10 ans après la date de mise en service pour les ouvrages crées ou renforcés.

[12] Les raccordements d'installations dont les conditions sont fixées dans le cadre d'un appel d'offres en application de l'article L 311-10 du Code de l'énergie ne s'inscrivent pas dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

## Le S3REnR prévoit une mutualisation des coûts des évolutions du réseau entre les futurs projets d'énergies renouvelables

Les coûts associés au renforcement des ouvrages des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont à la charge des gestionnaires de réseaux et relèvent des investissements financés par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

**Les coûts liés à la création d'ouvrages sur ces réseaux** (liaisons, postes ou transformateurs électriques) **sont, quant à eux, mutualisés au moyen d'une quote-part régionale, payée par les producteurs pour le raccordement au réseau de chaque installation d'énergie renouvelable localisée dans la région**.

Ce dispositif permet de répartir ces coûts sur l'ensemble des futurs projets d'énergie renouvelable et d'éviter ainsi qu'ils ne soient supportés par les premiers projets. Le montant à payer pour chaque installation à raccorder est calculé en multipliant la quote-part par la puissance de l'installation, hormis celles inférieures à 250 kVA qui en sont dispensées (il s'agit de sites de production dit « diffus », par exemple des installations photovoltaïques sur petites et moyennes toitures).

Il est à noter qu'au-delà du paiement de cette quote-part, chaque projet de production d'énergie renouvelable doit financer son propre ouvrage de raccordement au réseau de distribution ou de transport d'électricité suivant son niveau de puissance.

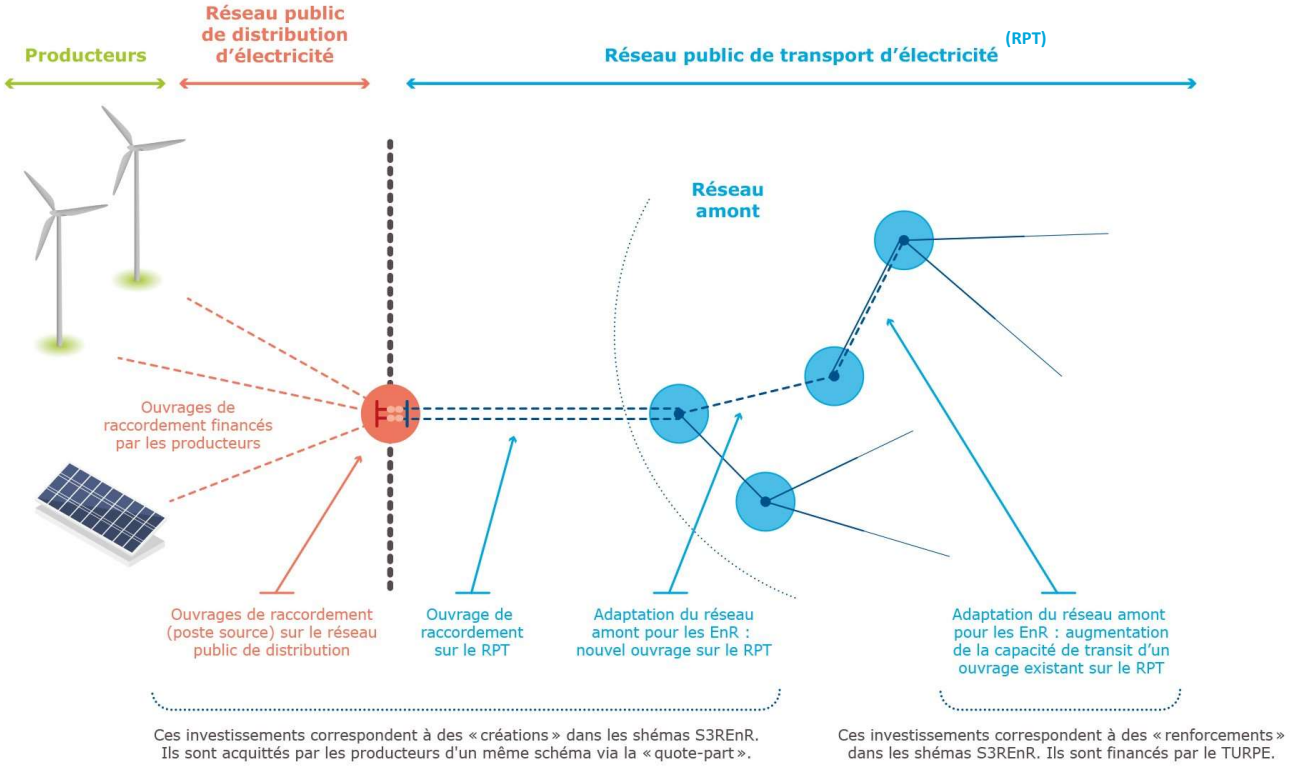



**Figure 4 : Infrastructures nécessaires pour le raccordement des énergies renouvelables au réseau électrique**

# *Les principaux enjeux pour le S3REnR*

## Le S3REnR prend en compte les spécificités des énergies renouvelables pour optimiser les évolutions de réseau à prévoir.

Les moyens de production de type éolien ou photovoltaïque fonctionnent de manière fluctuante selon les saisons, les moments de la journée et les conditions météorologiques. Ils se caractérisent également par une répartition plus diffuse sur le territoire par rapport aux moyens de production historiques de type nucléaire ou thermique (charbon, fioul, gaz).

Ainsi, les hypothèses de dimensionnement du réseau de transport d'électricité retenues pour élaborer le S3REnR prennent en compte la variabilité et le caractère diffus des installations de production d'énergie renouvelable. En particulier, conformément aux règles d'élaboration des S3REnR, les études réalisées considèrent une puissance maximale injectée sur le réseau simultanément par l'ensemble de ces installations légèrement inférieure à la somme de chacune de leurs puissances maximales[13]. Ce choix a été fait dans le but de ne pas surdimensionner les réseaux pour des situations de faible occurrence et de courte durée, permettant ainsi de limiter les coûts pour la collectivité.

De cette manière, RTE recherche le meilleur équilibre pour la collectivité entre les travaux sur le réseau et la part d'énergie renouvelable qui ne peut être évacuée sans ces travaux. Cela se traduit par le renforcement ou le développement du réseau dans certaines zones, lorsque cela est pertinent, et par le recours ponctuel à des limitations de la production d'énergie renouvelable dans d'autres zones où les contraintes restent réduites.

Le recours à des solutions techniques flexibles, comme des automates ou des équipements permettant d'optimiser la capacité technique des lignes de manière à limiter les besoins d'adaptation des infrastructures là où elles sont indispensables pour accueillir la production d'énergies renouvelables. Le présent schéma révisé prévoit ainsi l'installation d'une quarantaine d'automates sur le réseau de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

**L'accès fluide et sans réserve à la modulation des moyens de production d'énergie renouvelable, notamment pour réguler en temps réel la puissance injectée sur le réseau, est une condition de la bonne mise en œuvre du schéma proposé.**

## Un schéma concerté avec l'ensemble des acteurs concernés

Le présent schéma porte sur l'ensemble de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur et concerne toutes les communes qui la composent, ceci au titre des capacités réservées aux énergies renouvelables proposées dans les postes électriques de la région.

Ainsi, l'élaboration du schéma a donné lieu depuis fin 2019 à une cinquantaine de réunions et rencontres avec les services de l'Etat en région et les acteurs des territoires, en particulier les intercommunalités et les Parcs Naturels Régionaux. Ces échanges viennent compléter la dizaine de réunions qui se sont tenues avec les parties prenantes définies au code de l'énergie[14], pour s'assurer de la bonne prise en compte des enjeux et orientations des territoires.

---

[13] Les taux de puissance synchrone considérés pour le présent schéma révisé sont de 75 à 100 % pour l'hydroélectricité (suivant les secteurs concernés), de 80 % pour le photovoltaïque, de 80 % pour l'éolien, de 100 % pour la biomasse.

[14] Il s'agit des services déconcentrés de l'Etat en charge de l'énergie, du conseil régional, des autorités organisatrices de la distribution dans chaque département, des organisations professionnelles de producteurs d'électricité ainsi que les chambres de commerce et d'industrie.

Conformément au code de l'énergie[15], le projet de schéma a fait l'objet d'une **consultation des parties prenantes** de novembre 2020 à janvier 2021.

**En outre, à l'initiative des gestionnaires de réseau, une concertation préalable du public a été organisée de décembre 2020** à février 2021 sur le projet de schéma et l'aperçu de ses incidences potentielles sur l'environnement, selon les dispositions du code de l'environnement[16].

**Les acteurs des territoires ont également été invités à s'exprimer** sur le projet de schéma, notamment les intercommunalités, les Conseils départementaux, les Parcs naturels nationaux et régionaux.

Les avis et contributions reçus ont été analysés par RTE, en lien avec Enedis et EDSB. Les principaux résultats de cette phase de consultation et de concertation préalable sont présentés en partie 2 du présent document, ainsi que les choix et ajustements retenus.

Le projet de schéma révisé, accompagné de son rapport d'évaluation environnementale, a ensuite fait l'objet d'un **avis de l'Autorité environnementale**, rendu le 16 décembre 2021, puis d'une **participation du public** par voie électronique du 14 février au 16 mars 2022, en vertu de l'article L.123-19 du Code de l'environnement. Il a également été **soumis pour avis, le 17 mars 2022, aux autorités organisatrices du réseau public de distribution,** conformément à l'article D321-17 du code de l'énergie. A l'issue de ces consultations et après mise à jour de l'état des lieux initial, le schéma révisé est ensuite **transmis au préfet de Région pour approbation de sa quote-part unitaire.**

[15] L'article D321-12 du Code de l'énergie prévoit que, lors de l'élaboration du schéma, sont consultés les services déconcentrés en charge de l'énergie, le conseil régional, l'autorité organisatrice de la distribution regroupant le plus d'habitants dans chaque département concerné et les autorités organisatrices de la distribution regroupant plus d'un million d'habitants, les organisations professionnelles de producteurs d'électricité ainsi que les chambres de commerce et d'industrie.

[16] Notamment aux articles L121-15-1 et suivants, et R121-19 et suivants du Code de l'environnement.

## Le S3REnR intègre les enjeux environnementaux

Le S3REnR est soumis à évaluation environnementale conformément aux articles L. 122-4 et R. 122-17 du code de l'environnement. Dans le cadre de la procédure d'instruction, le S3REnR est accompagné d'un rapport sur les incidences environnementales (ci-après « rapport environnemental ») qui rend compte de la démarche d'évaluation environnementale. Ces études environnementales sont réalisées par un cabinet d'études expert en environnement qui accompagne RTE. Cette évaluation environnementale du schéma permet de décrire et d'apprécier de manière appropriée, les incidences notables du schéma sur l'environnement.

## Le S3REnR est un schéma prospectif, il ne se substitue pas aux procédures propres aux projets d'ouvrages réseau ou d'énergie renouvelable.

Le S3REnR planifie de manière prospective les évolutions du réseau électrique pour desservir les potentiels d'énergies renouvelables des territoires à un horizon de 10 ans. A ce titre, il prévoit la réalisation de nouvelles infrastructures dont il mentionne les principales caractéristiques mais sans entrer dans le détail de leur consistance ni de leur lieu d'implantation. **Ces infrastructures réseau feront l'objet de projets spécifiques avec leur propre processus de concertation, d'études, d'autorisation et d'évaluation environnementale**, conformément au cadre réglementaire applicable. Le schéma ne préjuge pas des conditions d'autorisation de ces ouvrages réseau et donc de la mise à disposition des capacités réservées associées.

**Les capacités réservées sur chaque poste électrique définies dans le schéma permettront de raccorder des énergies renouvelables sur le rayon d'action de ces postes** (généralement de 15 à 20 km à vol d'oiseau), **ceci sans discrimination de filières, technologies ou implantations possibles**. Le schéma ne préjuge pas de la consistance, de la localisation précise ni des conditions de réalisation des installations d'énergie renouvelable, qui feront l'objet de leur propre processus de développement et d'autorisation sous la responsabilité des porteurs de projets concernés.

## Le S3REnR est un schéma évolutif au cours de sa mise en œuvre.

Les S3REnR sont des schémas prospectifs à dix ans, horizon auquel certaines hypothèses retenues lors de leur élaboration sont susceptibles d'évoluer (cadre réglementaire, solutions techniques, dynamique de développement des énergies renouvelables …). A cet effet, des mécanismes permettant de modifier le schéma, à la marge ou en profondeur, peuvent être mis en œuvre d'ici 2030 si besoin :

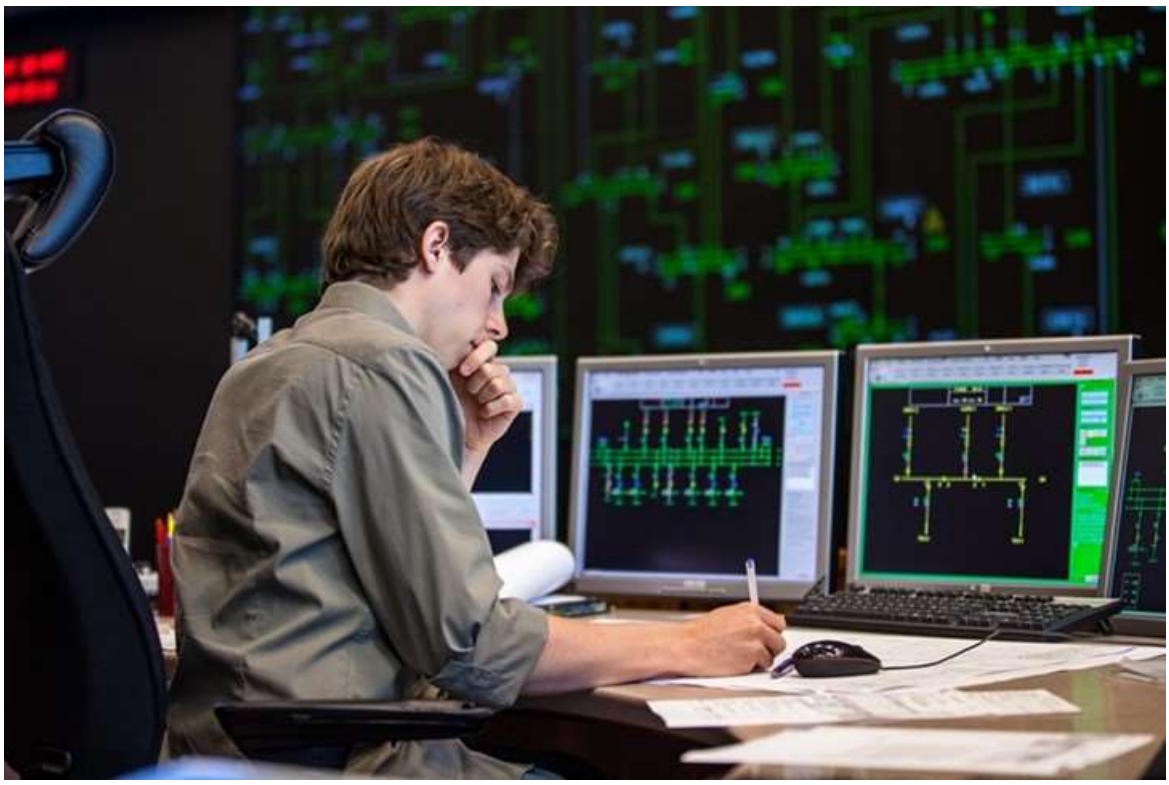
- Transfert de capacité réservée de raccordement d'un poste vers un autre (il s'agit généralement de volumes de quelques MW car ils ne doivent pas impliquer de travaux supplémentaires sur le réseau par rapport à ceux prévus au schéma),
- Adaptation du schéma, qui permet une modification locale du schéma avec un impact limité sur les investissements et capacités réservées (cf. adaptation du schéma actuel en cours dans le secteur de la Durance),
- Nouvelle révision globale du schéma, suivant une procédure plus longue et plus conséquente, à l'instar de celle mise en œuvre dans la présente révision.

La mise en œuvre de ces mécanismes est définie dans le code de l'énergie et est publiée sur le site internet de RTE.

# PARTIE 2 : METHODOLOGIE D'ELABORATION DU SCHEMA

Cette partie présente les différentes étapes du processus d'élaboration d'un S3REnR, conformément à la méthodologie nationale :

- étape 1 : définition des données d'entrée du schéma,
- étape 2 : étude des stratégies d'adaptation du réseau,
- étape 3 : évaluation de la quote-part régionale,
- étape 4 : consultation sur le projet de schéma,
- étape 5 : instruction de l'évaluation environnementale et approbation de la quote-part.



**Le S3REnR de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur a été élaboré selon la méthodologie déterminée nationalement pour l'ensemble des S3REnR.**

Cette méthodologie a fait l'objet de concertations au niveau du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE). Elle est décrite dans la Documentation Technique de Référence (DTR) publiée par RTE sur son site internet.

Elle se déroule en 5 étapes :

- étape 1 : définition des données d'entrée du schéma,
- étape 2 : étude des stratégies d'adaptation du réseau,
- étape 3 : évaluation de la quote-part régionale,
- étape 4 : consultation sur le projet de schéma,
- étape 5 : instruction de l'évaluation environnementale et approbation de la quote-part.

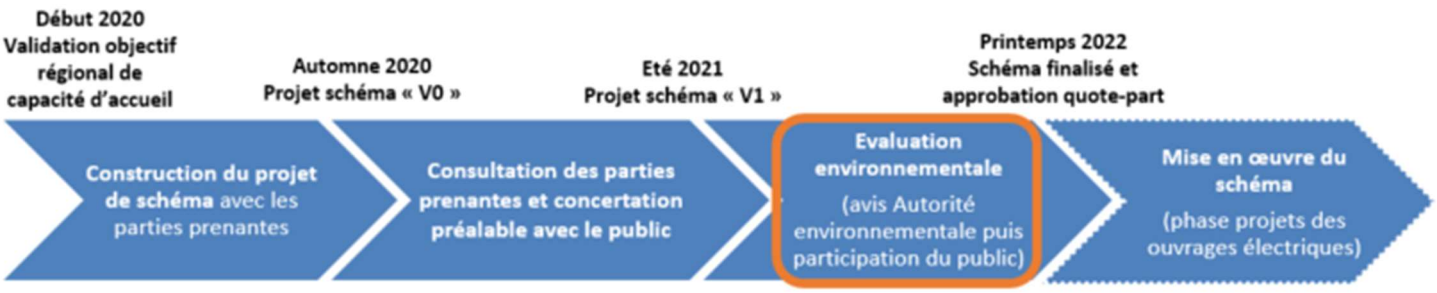
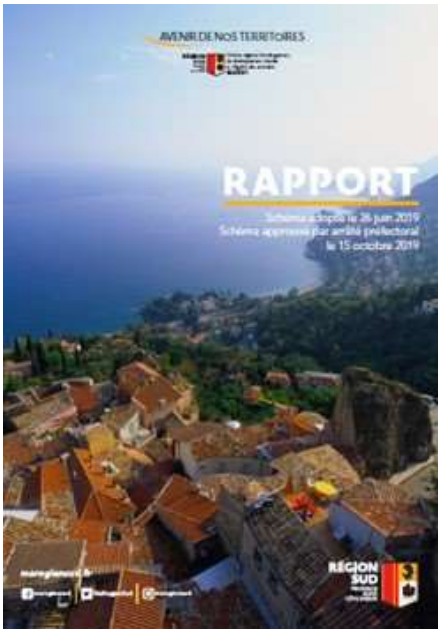



**Figure 5 : Calendrier de la révision du S3REnR de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur**

# ÉTAPE 1 : ÉLABORATION DES DONNÉES D'ENTRÉE DU S3RENR

**Pour élaborer le S3REnR, les gestionnaires de réseau mettent en place un groupe d'échanges avec les représentants de l'Etat, de la Région, des organisations de producteurs d'énergies renouvelables et des syndicats départementaux d'énergie.** Pour la révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur, ces échanges intervenus de l'automne 2018 à fin 2019 ont donné lieu à une dizaine de réunions. Ils ont permis de préciser les données d'entrée pour élaborer le schéma, en particulier les objectifs de développement des énergies renouvelables de la Région (via le SRADDET[17]) et de l'Etat (via la PPE[18] et les orientations régionales qui en découlent).

A la suite de ce travail et après consultation des parties prenantes, l'objectif de capacité globale de raccordement du S3REnR est fixé par le préfet de région, conformément au code de l'énergie (articles L321-7 et D321-11). Il tient compte de la dynamique régionale de développement des EnR, des objectifs de l'Etat et de la Région inscrits respectivement à la PPE et au SRADDET. Pour la révision du S3RENR Provence-Alpes-Côte d'Azur, l'objectif de capacité d'accueil supplémentaire a été fixé le 11 février 2020 à 6400 MW.




Les potentiels d'énergies renouvelables (EnR) sur chaque territoire de la région constituent également des données d'entrée pour les études du S3REnR. Ils sont recensés et localisés à partir de plusieurs sources : les gisements identifiés dans les documents de planification et référentiels régionaux, les remontées des acteurs du territoire et des représentants des porteurs de projets d'EnR et les demandes de raccordement faites auprès des gestionnaires de réseau. Les capacités d'accueil à réserver sur le réseau sont alors définies en fonction de ces potentiels d'EnR identifiés et de l'objectif régional fixé pour le S3REnR.

Les données d'entrée comprennent également « l'état initial » du réseau électrique, à savoir un état des lieux des ouvrages existants ou en cours de réalisation, ainsi que les enjeux environnementaux des territoires concernés.

[17] Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires. En région Provence-Alpes-Côte d'Azur ce schéma a été approuvé en octobre 2019.

[18] Programmation Pluriannuelle de l'Energie

# ÉTAPE 2 : ÉTUDE DES STRATÉGIES D'ÉVOLUTION DU RÉSEAU

La seconde étape consiste à identifier les adaptations du réseau nécessaires pour réserver les capacités d'accueil définies dans l'étape précédente sur chaque territoire à partir des potentiels de production d'énergies renouvelables recensés.

Les différentes stratégies d'adaptation du réseau sont alors recherchées et comparées pour retenir la meilleure en termes technique, économique et environnemental.

Pour ce faire, les capacités d'accueil sur le réseau définies sur chaque territoire sont tout d'abord rattachées aux postes électriques existants, en fonction de leur localisation. La méthode s'appuie sur un processus itératif, tenant compte d'un rayon d'action des postes collecteurs de 15 à 20 km. Cette distance correspondant aux limites techniques des liaisons moyenne tension (généralement 20 kV) et à la sinuosité des voiries existantes pour raccorder la plupart des installations d'énergie renouvelable (cf. explications complémentaires au § « Les objectifs d'un S3REnR » de la partie 1 du présent document).

En l'absence d'un poste électrique dans ce périmètre, il est nécessaire de prévoir la création d'un nouveau poste électrique pour raccorder le gisement. Il en est de même lorsqu'un poste existant est saturé ou n'offre pas de capacité suffisante.

Le fonctionnement du réseau est ensuite modélisé, en considérant le volume d'énergies renouvelables raccordé à hauteur de la capacité d'accueil prévue et l'état initial du réseau (cf. Partie 4). Cette modélisation permet d'identifier les contraintes[19] éventuelles induites sur le réseau électrique par le raccordement du gisement.

Si les contraintes sur le réseau sont importantes et ne peuvent pas être gérées par des dispositions d'exploitation (modification du schéma d'exploitation, effacement de production), des stratégies d'optimisation ou d'adaptation du réseau sont étudiées. Ces stratégies peuvent consister selon les cas à renforcer le réseau existant ou à créer de nouveaux ouvrages (liaisons, postes ou transformateurs) voire à combiner renforcement et création de réseau lorsque cela est pertinent.

**Ainsi, la méthode employée s'appuie sur 3 leviers dans un but d'optimisation :**

1) En priorité, recenser les capacités disponibles et optimiser les capacités du réseau actuel, via le déploiement des moyens de flexibilité comme l'installation d'automates permettant de piloter les flux électriques ;
2) augmenter les capacités techniques des ouvrages existants (postes ou lignes électriques) ;
3) Le cas échéant créer de nouveaux ouvrages, en particulier dans certaines zones où le réseau est moins présent.

**L'étude de ces stratégies intègre la prise en compte des enjeux environnementaux dès cette phase d'élaboration du schéma.**

[19] On parle de contrainte lorsqu'un composant du réseau électrique atteint ou dépasse sa limite d'exploitation (par exemple la capacité de transit d'une ligne électrique ou la capacité de transformation d'un transformateur). Pour assurer la sûreté de fonctionnement du réseau électrique, le gestionnaire du réseau électrique doit lever ces contraintes.

**A titre indicatif, le panel des solutions envisageables pour augmenter la capacité de raccordement sur le réseau est précisé ci-après :**

## *Mise en œuvre de solutions flexibles*

Aujourd'hui, le développement des technologies de l'information et de la communication permet la mise à disposition de nouvelles solutions de flexibilité, afin de pouvoir dans certaines circonstances utiliser le réseau électrique au plus près de ses limites techniques.

Pour l'élaboration des S3REnR, certaines de ces solutions, telles que les automates, sont prises en compte pour accroître les capacités d'accueil à infrastructure constante.

Le panel des solutions innovantes est en constante évolution et on pourra citer à titre d'exemple les expérimentations en cours sur les technologies de « Dynamic Line Rating » (DLR). Ces technologies permettent de bénéficier d'une capacité de transit supplémentaire sur certains ouvrages, en prenant en compte certains phénomènes météorologiques, comme le vent qui contribue à refroidir les câbles conducteurs.

Pose de capteurs DLR sur une ligne haute tension (copyright Caroline Dutrey)

## *Renforcement ou création de liaisons du réseau de transport d'électricité*

Ces renforcements consistent à augmenter la capacité de transit de lignes haute tension HTB existantes. Pour les lignes aériennes, cela peut être réalisé via la « retente » des conducteurs (augmentation de leur hauteur par rapport au sol). D'autres solutions peuvent également être envisagées, telles que l'augmentation du niveau de tension de la ligne, ou le remplacement des câbles conducteurs par des câbles plus performants. Ces solutions peuvent être limitées par les caractéristiques techniques des pylônes qui supportent les câbles conducteurs. Pour les lignes électriques souterraines, d'autres solutions sont à envisager, telles que la reconstruction ou le doublement de la ligne.

Lorsque le renforcement du réseau électrique existant ne correspond pas à un optimum, il peut être nécessaire de créer une nouvelle liaison aérienne ou souterraine pour accroître les capacités d'acheminement du réseau électrique des lieux de production vers les lieux de consommation. Cette solution peut également s'avérer nécessaire pour raccorder de la production sur des territoires éloignés du réseau de transport d'électricité.

### *Augmentation de capacité ou création de postes électriques*

Les solutions pour augmenter la capacité des postes électriques existants consistent la plupart du temps à augmenter leur capacité de transformation, principalement entre la haute tension HTB et la moyenne tension HTA. Suivant les configurations, cela peut nécessiter le remplacement de transformateurs par de plus puissants ou l'ajout de transformateur(s). Dans certains postes il peut également s'avérer nécessaire d'installer de nouveaux équipements HTA (principalement des ½ rames HTA).

L'installation d'équipements de régulation des flux électriques ou du niveau de tension dans les postes existants permet par ailleurs d'adapter le fonctionnement du réseau électrique.

Concernant la création de postes électriques, il peut s'agir soit de postes collecteurs pour y raccorder les futures installations d'énergies renouvelables, soit de postes de connexion entre les différents niveaux de tension du réseau de transport d'électricité afin de fluidifier l'évacuation de l'électricité produite par les énergies renouvelables.

## ÉTAPE 3 : ÉVALUATION DE LA QUOTE-PART REGIONALE

Les coûts de création de liaisons, de postes ou de transformateurs sur le réseau public de transport d'électricité et de création d'ouvrages relatifs aux postes des gestionnaires de réseaux de distribution inscrits au S3REnR sont mutualisés au moyen d'une quote-part régionale. Cette quote-part permet de calculer la contribution financière des producteurs pour le raccordement au réseau de chaque installation d'énergie renouvelable localisée dans la région, hormis celles inférieures à 250 kVA qui en sont exonérées.

Sur la base des stratégies retenues à l'étape 2, les investissements correspondant à des créations d'ouvrage au sens du S3REnR sont identifiés et leur montant estimé en tenant compte des facteurs techniques, économiques et environnementaux. La quote-part est alors calculée en prenant en compte leur montant total, le solde des précédents schémas et la capacité d'accueil globale mise à disposition par le schéma.

# ÉTAPE 4 : CONSULTATIONS SUR LE PROJET DE SCHÉMA

Conformément à l'article D321-12 du Code de l'énergie, le projet de schéma élaboré par les gestionnaires de réseau fait l'objet d'une consultation des parties prenantes (services déconcentrés en charge de l'énergie, Conseil régional, autorités organisatrices de la distribution regroupant le plus d'habitants dans chaque département concerné et autorités organisatrices de la distribution regroupant plus d'un million d'habitants, organisations professionnelles de producteurs d'électricité et chambres de commerce et d'industrie).

Ainsi, le projet de révision du S3RENR Provence-Alpes-Côte d'Azur a été soumis à la **consultation des parties prenantes, au titre du code de l'énergie, de novembre 2020 à janvier 2021**. Outre les parties prenantes de Provence-Alpes-Côte d'Azur, celles de la région Rhône-Alpes-Auvergne ont été associées au titre des travaux prévus au poste de Champagnier (au sud de Grenoble en Isère). Douze avis ont été remis à cette occasion, et la synthèse de cette consultation a été diffusée aux parties prenantes.

Par ailleurs, l'ordonnance n°2016-1060 du 3 août 2016[20] a introduit une procédure de concertation préalable du public pour certains plans, programmes et projets susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement. Depuis le 1er janvier 2017, les S3REnR sont concernés par cette procédure prévue par le code de l'environnement[21].

**Dans ce cadre, à l'initiative des gestionnaires de réseau, une concertation préalable du public a été organisée de décembre 2020 à février 2021** sur le projet de schéma et l'aperçu de ses incidences potentielles sur l'environnement, selon les dispositions du code de l'environnement.

Elle avait pour objectif de permettre au public de :

- mieux comprendre les enjeux liés à la transition énergétique et ses implications pour le système électrique, en particulier les nouveaux besoins auxquels doit répondre le réseau électrique,
- prendre connaissance et s'exprimer sur les capacités d'accueil et les évolutions du réseau électrique envisagées sur chaque territoire de Provence-Alpes-Côte d'Azur,
- exprimer ses attentes et propositions sur la mise en œuvre de ces évolutions.

La plateforme numérique dédiée à cette concertation préalable (https://www.concertation-S3REnR-PACA.fr) a reçu plus de 500 visites et plus de 70 contributions y ont été déposées. Le bilan de cette concertation préalable a été publié sur cette plateforme numérique.

[20] Ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement

[21] Notamment aux articles L121-15-1 et suivants, et R121-19 et suivants du code de l'environnement.

**Les acteurs des territoires ont également été invités à s'exprimer** sur le projet de schéma, notamment les intercommunalités, les Conseils départementaux, les Parcs naturels nationaux et régionaux. Plus de 20 contributions ont été reçues à cette occasion. Une synthèse de ces contributions a été diffusée à ces acteurs et publiée sur la plateforme numérique de concertation préalable du public.

**Les avis et contributions reçus ont été analysés par RTE, en lien avec Enedis et EDSB, et ont conduit aux ajustements et choix suivants** :

- Les options de desserte du Rosanais et du plateau d'Albion ont été retenues compte tenu du potentiel et de la dynamique de développement des EnR sur ces secteurs. Pour le futur poste du plateau d'Albion, la capacité d'accueil réservée au titre du présent schéma a été adaptée à 80 MW au lieu des 180 à 300 MW envisagés précédemment. Cet ajustement tient compte des enjeux paysagers, agricoles et naturels mentionnés dans ce secteur vis-à-vis du développement de parcs photovoltaïques au sol, ainsi que des potentiels photovoltaïques sur surfaces anthropisées (toitures, parkings ...) qui pourront y être desservis. Par ailleurs, le raccordement de ce poste à celui de Terradou est retenu plutôt qu'à Plan d'Orgon, notamment afin de réduire le linéaire de liaison à 225 kV à réaliser dans des secteurs à enjeux environnementaux.
- Près de 400 MW de capacités envisagées en zones rurales (plateau d'Albion et Haute-Provence) ont été transférés vers des zones fortement urbanisées (les 3 métropoles régionales et la vallée du Rhône). Ces ajustements permettent de mieux tenir compte des enjeux environnementaux des territoires et de conforter la cohérence avec l'objectif du SRADDET de privilégier le développement du photovoltaïque sur toitures et parkings.

Le projet de schéma révisé, accompagné de son rapport d'évaluation environnementale, a ensuite fait l'objet d'un avis de l'Autorité environnementale, rendu le 16 décembre 2021, puis d'une participation du public par voie électronique du 14 février au 16 mars 2022, en vertu de l'article L.123-19 du Code de l'environnement. Une synthèse de cette participation du public a été publiée sur le site internet dédié.

Le projet de schéma révisé a également été soumis le 17 mars 2022, pour avis, aux autorités organisatrices du réseau public de distribution conformément à l'article D321-17 du code de l'énergie.

# ÉTAPE 5 : APPROBATION DE LA QUOTE-PART RÉGIONALE PAR L'ÉTAT

A l'issue de ces consultations, RTE en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution prend en compte les évolutions de l'état des lieux initial, conformément aux dispositions de l'article D321-21 du code de l'énergie, puis transmet le schéma révisé **au préfet de Région pour approbation de la quote-part**. Le S3REnR est ensuite publié sur le site internet de RTE.

# PARTIE 3 : LE CONTEXTE DE LA REGION PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR

A fin 2021, un peu plus de 5300 MW d'installations de production d'énergie renouvelable sont raccordées sur le réseau électrique en Provence-Alpes-Côte d'Azur et près de 1000 MW sont en cours de développement. Ainsi, en un an environ 200 MW de nouveaux moyens de production d'énergies renouvelables ont été mis en service. La région est la troisième en France pour la puissance photovoltaïque raccordée ainsi que pour l'hydroélectricité. Grâce à l'ensemble de ces moyens de production, en 2021 près de 30 % de la consommation d'électricité de Provence-Alpes-Côte d'Azur ont été couverts par la production renouvelable régionale, soit un volume de production de près de 12 TWh.

Cet essor des énergies renouvelables est essentiellement porté par le photovoltaïque, qui représente environ 80% des nouvelles installations d'énergie renouvelable régionales. Ce développement devrait s'accélérer dans les prochaines années selon les ambitions de l'Etat et de la Région, qui impliquent de plus que doubler le rythme d'installation pour dépasser les 600 MW de nouvelles installations par an.

# LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur comporte 6 départements et couvre 31 400 km² soit environ 6% du territoire national. Elle compte un peu plus de 5 millions d'habitants soit la 7ème région de France la plus peuplée et l'une des plus dynamiques démographiquement.

La consommation d'électricité de la région en volume global annuel était de 36,8 TWh (millions de MWh) en 2021, soit environ 8,5% de la consommation électrique française (source : bilan électrique RTE 2021).

Les « professionnels et particuliers » représentent environ 50% de la consommation finale d'électricité sur la région, contre environ 30% pour les PMI/PME et 20% pour la grande industrie.

La tendance générale de la consommation annuelle d'électricité, après correction des effets climatiques, est orientée légèrement à la baisse ces dernières années (-0,5% par an en moyenne depuis 2014). Après une forte baisse en 2020 (-3,2%), du fait de la crise sanitaire du COVID19, en 2021 la consommation est presque revenue à son niveau de 2019 :

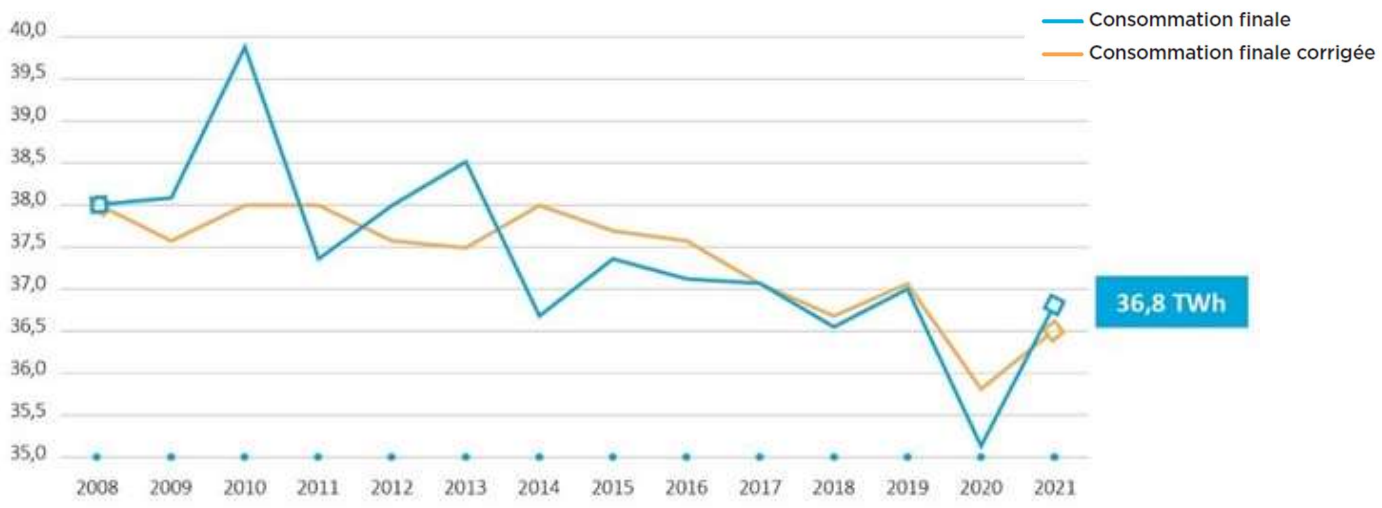



**Figure 6 : évolution du volume de consommation d'électricité annuel en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : Bilan électrique régional 2021, RTE)**

Cette tendance baissière de la consommation électrique, liée notamment aux efforts d'efficacité énergétique, pourrait être atténuée voire compensée dans les prochaines années du fait des probables transferts d'énergie fossiles (gaz, charbon, pétrole) vers l'électricité et du développement de nouveaux usages de l'électricité (véhicules électriques, fabrication d'hydrogène …) résultant de la transition énergétique.

En termes de puissance instantanée appelée, la consommation varie fortement en fonction de l'heure et des saisons. Elle est en particulier sensible à la température du fait de l'influence du chauffage électrique l'hiver et de la climatisation l'été. La pointe de consommation régionale la plus élevée a été atteinte lors de la vague de froid de l'hiver 2012 avec près de 8500 MW.

Cette pointe de consommation annuelle est ainsi fluctuante d'une année sur l'autre, selon les conditions climatiques, comme illustré sur le diagramme ci-après :

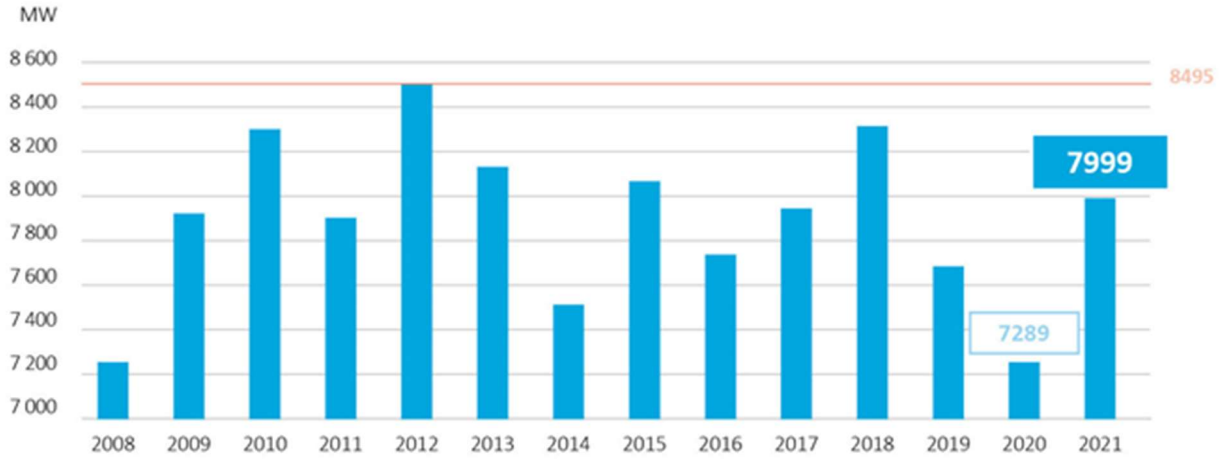



**Figure 7: évolution de la pointe de consommation d'électricité annuelle en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : Bilan électrique régional 2021, RTE)**

# LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR

En 2021, les installations de production d'électricité situées en Provence-Alpes-Côte d'Azur ont produit 17,7 TWh, dont 50% issus de l'hydroélectricité, 32% de centrales thermiques utilisant du combustible fossile (principalement du gaz naturel), 12% du photovoltaïque, 4,5% des bioénergies et 1% de l'éolien.

La production électrique régionale, fluctuante d'une année sur l'autre (en fonction notamment de la pluviométrie pour l'hydroélectricité), est globalement assez stable depuis cinq ans, avec une augmentation tendancielle de la production photovoltaïque :

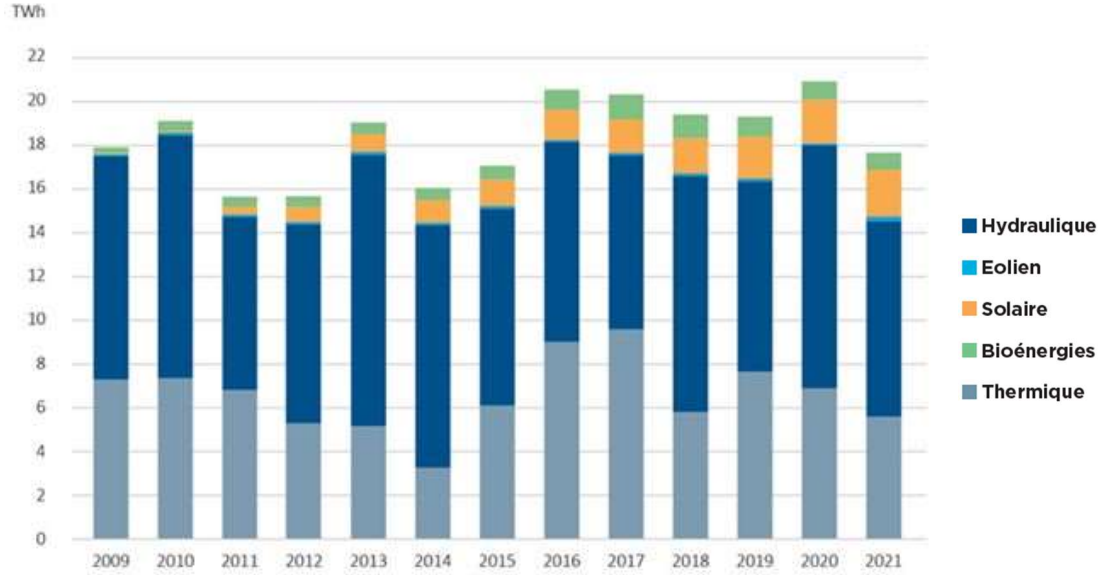



**Figure 8 : évolution du volume de production d'électricité annuel en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : Bilan électrique régional 2021, RTE)**

Au cours de l'année, la production d'électricité varie en fonction de l'heure, des saisons et des conditions climatiques, ce qui influe sur le taux de couverture de la consommation :

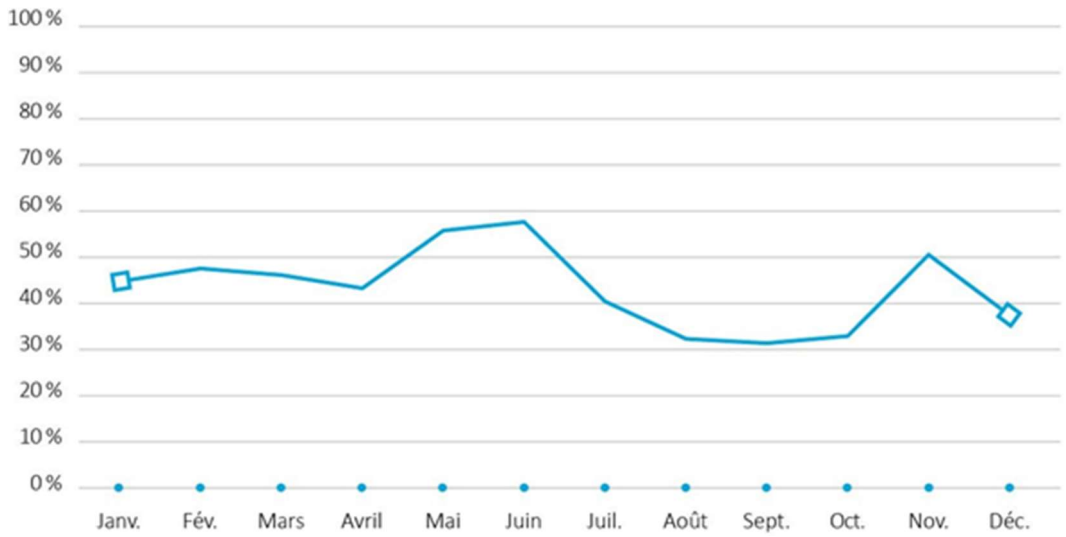



**Figure 9 : taux de couverture mensuel de la consommation par la production d'électricité régionale en 2021 en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : Bilan électrique régional 2021, RTE)**

**Le taux de couverture moyen de la consommation par la production électrique régionale s'établissait ainsi en moyenne à 48% en 2021.**

Le volume annuel de production électrique se répartit ainsi entre les 6 départements composant la région :

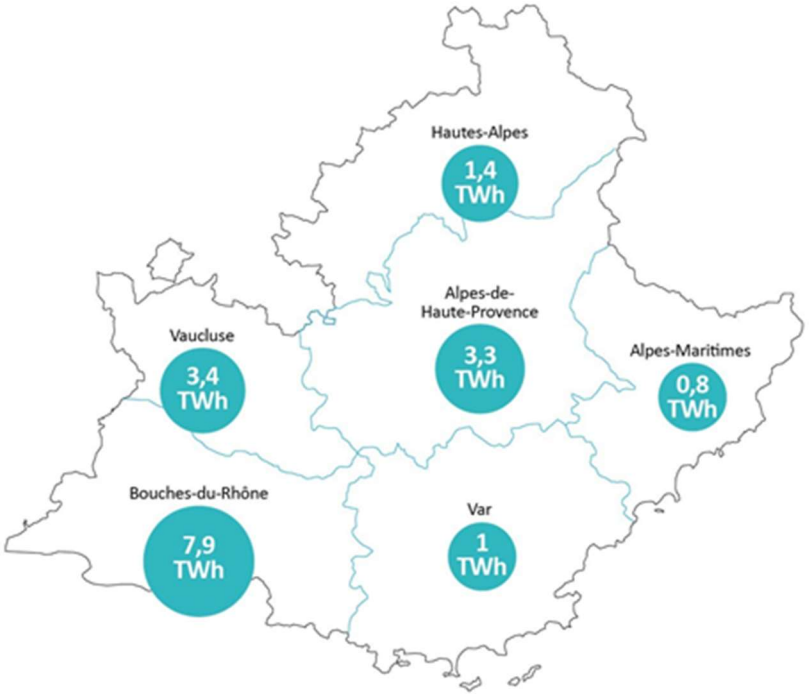



**Figure 10 : répartition par département de la production annuelle d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : Bilan électrique régional 2021, RTE)**

**Ainsi le réseau électrique joue un rôle crucial pour acheminer à tout instant l'énergie électrique des lieux de production aux lieux de consommation en Provence-Alpes-Côte d'Azur et depuis les régions limitrophes.**

# *Focus sur les énergies renouvelables électriques*

Les énergies renouvelables en Provence-Alpes-Côte d'Azur ont produit 11,8 TWh d'électricité en 2021, soit les 2/3 du volume de production électrique régionale. Elles ont permis de couvrir près de 30% de la consommation électrique de la région. Cette production se répartit et évolue de la manière suivante au fil des années :

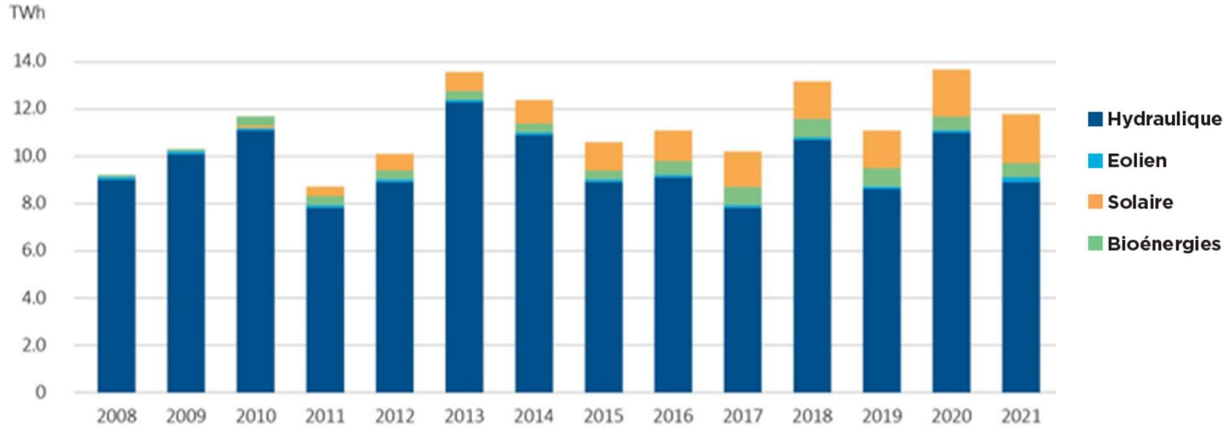



**Figure 11 : répartition par filière de la production annuelle d'électricité renouvelable en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : Bilan électrique régional 2021, RTE)**

**En termes de puissance installée, les énergies renouvelables constituaient 66% de la capacité de production électrique régionale à fin 2021, soit 5315 MW. Ce volume augmente de 200 à 250 MW par an depuis une dizaine d'année, principalement du fait du développement du photovoltaïque**.

A noter également que l'une des tranches de la centrale à charbon de Gardanne (Bouches-du-Rhône), d'une puissance initiale de 150 MW, a été reconvertie récemment en bioénergie (centrale à biomasse). La 2ème tranche de la centrale, d'une puissance de 600 MW, a arrêté son exploitation en 2021 dans le cadre des objectifs fixés par l'Etat dans la PPE. Des réflexions sont en cours en 2022 pour une éventuelle reconversion du site.

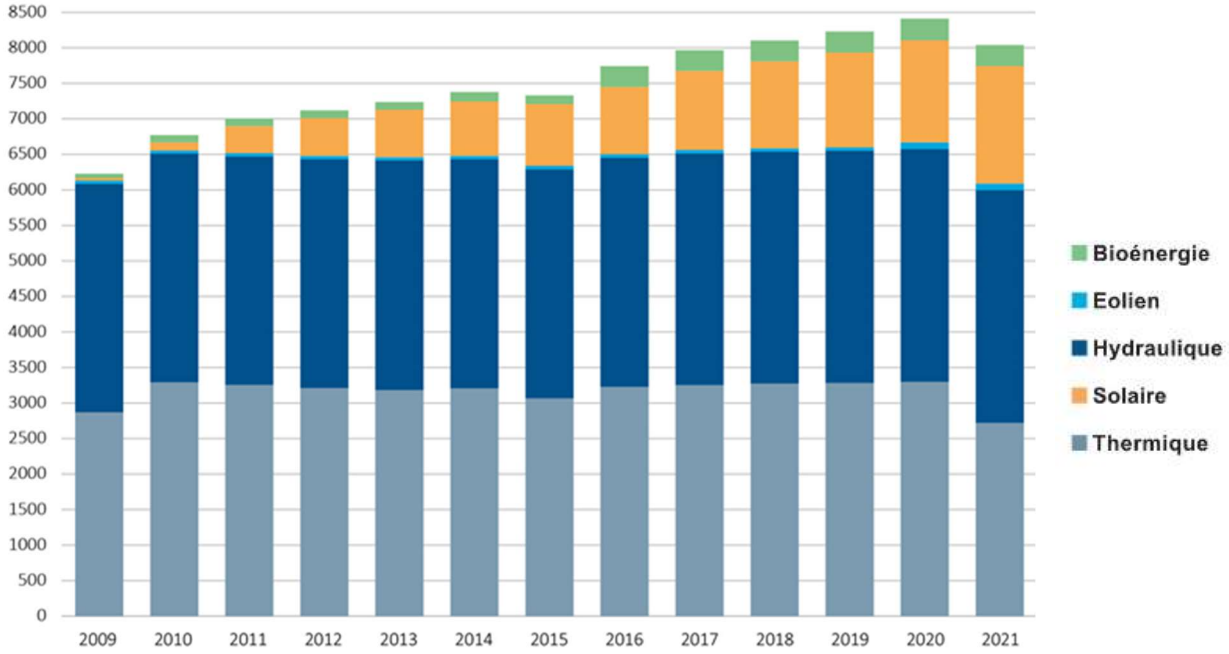



**Figure 12 : évolution des capacités de production d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : Bilan électrique régional 2021, RTE)**

Avec une puissance photovoltaïque installée de 1650 MW à fin 2021 (+253 MW soit +15% en un an), la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est la 3ème de France après l'Occitanie et Nouvelle-Aquitaine. Ces 3 régions méridionales disposent en effet de conditions d'ensoleillement favorables.

Comme évoqué précédemment, **la puissance produite à chaque instant varie en fonction de l'heure, de la saison et des conditions climatiques**. Ainsi le facteur de charge moyen (rapport entre l'électricité effectivement produite et celle à puissance maximale de l'installation) s'établissait à près de 16% pour le photovoltaïque en Provence-Alpes-Côte d'Azur en 2021, avec des variations de 6% en décembre à près de 24% en juin.

## *Emergence de nouveaux moyens de flexibilité au service de la transition énergétique*

Au regard du caractère fluctuant de la production issue des énergies renouvelables, de nombreuses initiatives existent pour développer de nouvelles formes de « stockage » de l'électricité afin d'optimiser l'équilibre entre production et consommation. Les gestionnaires de réseau accompagnent ces initiatives pour favoriser la transition énergétique vers de l'électricité décarbonée.

En Provence-Alpes-Côte d'Azur cela se traduit par plusieurs projets de « power-to-gas », destinés à transformer en gaz (hydrogène principalement) l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. Il s'agit notamment des projets de production d'hydrogène à partir d'électrolyse de l'eau sur la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer et de Martigues (Bouches-du-Rhône) et du projet « Hygreen Provence » dans le secteur de Manosque (Alpes-de-Haute-Provence). Le Conseil régional a élaboré un « plan régional hydrogène » pour accompagner le développement de la production et des usages de l'hydrogène.

Par ailleurs, des moyens de régulation des flux électriques par batteries émergent, dont le projet expérimental « RINGO » mené par RTE. Ce projet comporte 3 sites de 10 MW de puissance, dont celui de Ventavon dans le Buëch (Hautes-Alpes) mis en service en 2022. Ce dispositif vise à stocker et déstocker simultanément une quantité équivalente d'électricité à plusieurs endroits du réseau. Ceci contribuera au bon acheminement de l'électricité produite localement à certains moments de l'année lorsqu'elle est trop abondante au regard de la capacité du réseau physique.

Le développement de la mobilité électrique peut aussi représenter un levier de flexibilité, par exemple en favorisant la recharge des batteries aux moments où la production locale d'énergies renouvelables est la plus disponible.

Enfin, de nouveaux outils et services numériques permettent de piloter la consommation électrique de manière à la faire coïncider avec les périodes de plus forte production d'énergies renouvelables, y compris dans le cadre d'installations dites en autoconsommation (consommation de tout ou partie de l'énergie produite localement).

**Ces nouveaux moyens de flexibilité pourraient contribuer, en complément du réseau électrique, à favoriser l'insertion des énergies renouvelables tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. La plupart de ces moyens de flexibilité sont à ce jour en phase expérimentale ou d'émergence industrielle et commerciale.**

# LE S3RENR PRECEDENT

Le S3REnR précédent de Provence-Alpes-Côte d'Azur a été approuvé en novembre 2014, sur la base des objectifs du SRCAE (Schéma Régional Climat Air Energie) élaboré par le Conseil Régional et approuvé en juillet 2013.

**Ce schéma prévoyait la mise à disposition de 1932 MW de capacités pour raccorder les énergies renouvelables**, moyennant 70 millions d'euros d'investissement sur le réseau électrique pour une quote-part régionale de 19,48 k€/MW.

Ce niveau d'investissement relativement modéré s'explique principalement par l'existence de capacités résiduelles sur le réseau répondant en grande partie au besoin et permettant de limiter fortement les renforcements et développement de réseau.

**Une grande partie de cette capacité a été utilisée pour le raccordement de nouveaux projets en service ou en développement, qui représentaient à fin 2020 environ les 3/4 de la capacité réservée de ce schéma :**

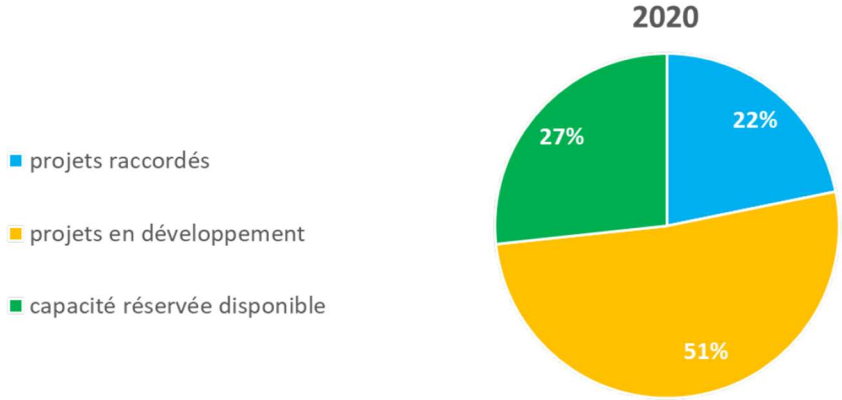



**Figure 13: répartition à fin 2020 de la capacité réservée au S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur précédent (source : Etats Techniques et Financier 2020 du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur)**

Certaines zones ne disposaient plus de capacité pour raccorder de nouveaux projets, ce qui a conduit à engager une adaptation du schéma précédent sur le secteur de la Moyenne-Durance (entre Forcalquier et Gap). Cette adaptation, instruite en 2020 et 2021, est entrée en vigueur le 4 octobre 2021. Plus globalement, **le franchissement du seuil des 2/3 d'allocation de la capacité d'accueil offerte sur le réseau a déclenché réglementairement début 2020 la révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur, afin de répondre à la dynamique et aux nouveaux objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables.**

# LE SRADDET, UN SCHEMA REGIONAL STRATEGIQUE

Le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires (SRADDET) est le support de la stratégie régionale pour un aménagement durable et équilibré des territoires de la région. En 2015, la loi NOTRe (Nouvelle Organisation Territoriale de la République) a confié aux Régions le soin d'élaborer ce schéma de planification stratégique à moyen et long termes (2030 / 2050).

Le SRADDET définit les grandes orientations et principes d'aménagement durable de la région, couvrant notamment 11 domaines obligatoires (équilibre des territoires, implantation d'infrastructures d'intérêt régional, désenclavement des territoires ruraux, habitat, gestion économe de l'espace, intermodalité et développement des transports, maîtrise et valorisation de l'énergie, lutte contre le changement climatique, pollution de l'air, protection et restauration de la biodiversité, prévention et gestion des déchets).

**En Provence-Alpes-Côte d'Azur, le SRADDET approuvé en octobre 2019 fixe l'objectif**[22] ***« d'augmenter la production d'énergie thermique et électrique en assurant un mix énergétique diversifié pour une région neutre en carbone à l'horizon 2050. »***

Il mentionne le fort potentiel de la région en termes d'énergies renouvelables, dont le territoire constitue *« le 1er gisement solaire en France avec 300 jours d'ensoleillement par an, la 2ème région forestière de France et la 3ème région hydraulique de France »*.

Le SRADDET de Provence-Alpes-Côte d'Azur vise à « *accroître et élargir la dynamique engagée de l'ensemble des filières d'énergie renouvelable hors des filières historiquement existantes comme l'hydroélectricité.* ***Le développement des énergies renouvelables est également une opportunité de développement économique et donc de création d'emplois et de valeurs.*** »

Ainsi, pour les énergies renouvelables (EnR) électriques, le SRADDET vise le développement, dans le respect des paysages et de la biodiversité :

- **du solaire photovoltaïque surtout sur les grandes toitures** (dans le tertiaire comme dans le résidentiel) **et les espaces artificialisés** (parkings …),
- du bois énergie,
- de l'éolien flottant au large du golfe de Fos,
- des autres potentiels, notamment l'optimisation des centrales hydrauliques existantes et le développement du petit hydraulique,
- des solutions de stockage pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables (hydrogène, méthanisation, batteries …).

En lien avec ces orientations, les services du Conseil régional ont mené une étude du potentiel régional de production photovoltaïque sur les toitures ou sur différentes surfaces anthropisées, et les résultats ont été publiés à travers le « **cadastre énergétique régional** ». Le potentiel photovoltaïque sur toitures recensé dans cet outil est d'environ 38 000 MW sur la région. Il s'agit d'un potentiel théorique, n'intégrant pas tous les paramètres techniques, réglementaires et économiques. Il permet néanmoins de donner un aperçu du volume de gisements photovoltaïques sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …) et de leur répartition géographique en Provence-Alpes-Côte d'Azur.

[22] Les citations indiquées en italique dans ce § sont issues des pages 173 et suivantes du document SRADDET Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Ces orientations du SRADDET se traduisent par les objectifs suivants :

| **Puissance (MW)** | **Situation en 2012** (source : SRADDET) | **Objectif 2030** | **Objectif 2050** |
|---|---|---|---|
| Hydroélectricité | 3073 | 3956 | 4100 |
| Eolien terrestre | 45 | 597 | 1305 |
| Eolien flottant | 0 | 1000 | 2000 |
| Photovoltaïque particuliers (< 3kW) | 65 | 520 | 2934 |
| Photovoltaïque parcs au sol | 531 | 2850 | 12778 |
| Photovoltaïque grandes toitures (> 3 kW) | 531 | 8360 | 31140 |
| Grandes centrales biomasse | 0 | 172 | 172 |
| **TOTAL** | **4245** | **17455** | **54429** |

Ces objectifs ambitieux représentent un volume annuel de production issu des énergies renouvelables électriques de près de 31 TWh en 2030 et de 82 TWh en 2050, contre 13,8 TWh produits en 2020 pour une consommation électrique régionale de 35,2 TWh. En termes de puissance installée, ils se traduisent par l'installation d'environ 11 300 MW d'énergies renouvelables électriques supplémentaires à l'horizon 2030 en plus des 6100 MW en service ou en développement à fin 2020.

**Ces objectifs montrent également la primauté donnée au développement du photovoltaïque**, qui représenterait 2/3 de la capacité régionale en énergies renouvelables électriques à l'horizon 2030 et plus des 3/4 à l'horizon 2050, contre un peu moins de 1/3 à ce jour. **Ce développement est axé principalement sur des installations en toitures** (près de 9000 MW soit environ les 3/4 de la capacité photovoltaïque prévue à l'horizon 2030) **sans négliger les potentiels de parcs au sol** (2850 MW à l'horizon 2030) **ni l'éolien en particulier en mer** (1000 MW envisagés à l'horizon 2030).

Une démarche indicative de territorialisation a été réalisée, avec des fiches-outils de déclinaison de ces objectifs pour chacune des 52 intercommunalités de la région, visant à « *accompagner les collectivités à se fixer leurs propres objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et de production d'énergies renouvelables […] selon une répartition des objectifs régionaux entre territoires tenant compte autant que possible de leurs caractéristiques et de leurs différences de potentiels.* » (extrait du préambule de ces fiches-outils).

# LES PCAET, UNE DECLINAISON LOCALE DES OBJECTIFS CLIMATIQUES

Le Plan climat-énergie territorial (PCAET) a été instauré par la loi « Grenelle 2 » en 2010, puis renforcé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en 2015. Elaboré par les métropoles et les intercommunalités à l'échelle de leur territoire, il pose un diagnostic et définit les enjeux, une stratégie et un plan d'actions et de suivi en matière de changement climatique, de qualité de l'air et d'énergies renouvelables. Depuis 2018, le PCAET est obligatoire pour les métropoles ainsi que pour les intercommunalités de plus de 20 000 habitants.

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, 40 des 52 métropoles et intercommunalités font ainsi l'objet d'un PCAET, dont 3 de manière volontaire. La majorité de ces PCAET sont en cours d'élaboration, puisqu'à février 2022 dix d'entre eux avaient été adoptés (source : DREAL Provence-Alpes-Côte d'Azur), à savoir :

- dans les Alpes-de-Haute-Provence : Provence-Alpes-Agglomération,
- dans les Hautes-Alpes : la Communauté de communes du Briançonnais,
- dans les Alpes Maritimes : la métropole Nice-Côte d'Azur,
- dans les Bouches-du-Rhône : le Pays d'Arles (regroupant les communautés d'agglomération Arles-Crau-Camargue-Montagnette et Terre de Provence et la communauté de communes Vallée des Baux-Alpilles) et la métropole Aix-Marseille-Provence,
- dans le Var : Esterel-Côte d'Azur Agglomération et la communauté de communes du Golfe de Saint-Tropez,
- dans le Vaucluse : la communauté d'agglomération Ventoux-Comtat Venaissin et les communautés de communes Pays d'Apt-Luberon et Territoriale Sud-Luberon.

Conformément aux orientations du SRADDET, les objectifs de ces dix PCAET en matière EnR électriques portent essentiellement sur le photovoltaïque, majoritairement sur toitures et parkings. Ces objectifs à l'horizon 2030 s'étagent d'une trentaine de MW pour certaines intercommunalités, à près de 300 MW pour la métropole Nice-Côte d'Azur et à plus de 2200 MW pour la métropole Aix-Marseille-Provence, qui couvre une grande partie du département des Bouches-du-Rhône.

Le présent S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur révisé est globalement cohérent avec les dynamiques de développement des EnR impulsées via ces PCAET. RTE et Enedis continueront d'accompagner les intercommunalités qui le souhaitent dans l'élaboration de leur PCAET, notamment afin d'assurer la bonne coordination avec la présente révision du S3REnR.

# UN CADRE REGIONAL POUR LE DEVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE EN PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR

Un cadre régional pour le développement des projets photovoltaïques en Provence-Alpes-Côte d'Azur a été élaboré en février 2019 par la DREAL (Direction Régionale de l'Environnement de l'Aménagement et du Logement), service déconcentré du Ministère de la Transition écologique.

Ce cadre régional s'appuie sur la nouvelle PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Energie), feuille de route établie par l'Etat au périmètre France pour la période 2018-2028, qui fixe des objectifs de développement des énergies renouvelables conformément à la loi relative à la Transition Energétique pour la Croissance Verte. Il s'appuie également sur les orientations et ambitions du SRADDET de Provence-Alpes-Côte d'Azur mentionnées précédemment.

Ainsi, il rappelle **la priorité donnée au développement du photovoltaïque sur surfaces bâties ou anthropisées** (parkings …), ceci « *dans un contexte de pression accrue sur le foncier et de préservation des enjeux environnementaux* » (extrait du document de cadrage régional).

Ce cadrage indique ainsi que les services de l'Etat « *favoriseront le développement des projets photovoltaïques les plus en adéquation avec les enjeux des territoires, c'est-à-dire :*

- *l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toitures et ombrières des parkings existants ;*
- *l'installation de panneaux photovoltaïques sur les surfaces déjà anthropisées et les terrains dits « dégradés » ;*
- *sous réserve d'un accompagnement et d'un suivi adapté, l'installation de panneaux photovoltaïques sur des structures relevant de l'agrivoltaïsme. »*

Par ailleurs, **ce cadre régional rappelle l'intérêt des parcs photovoltaïques au sol en termes de capacité de production et de compétitivité économique, tout en portant à connaissance les enjeux territoriaux résultat des réglementations en vigueur.** Il mentionne ainsi un certain nombre de préconisations et propose une grille d'analyse de sensibilité par niveau d'enjeu. Dans une logique d'évitement-réduction-compensation des incidences environnementales, **l'objectif est de concilier le développement photovoltaïque avec les enjeux écologiques, agricoles, forestiers et paysagers.**

Les services de l'Etat en région accompagnent les territoires qui le souhaitent dans leur démarche de planification stratégique des énergies renouvelables. 4 groupes de travail départementaux animés par l'Etat, l'ADEME et un bureau d'étude ont ainsi été créés en lien avec les collectivités territoriales.

**Figure 14 : types d'installations photovoltaïques au regard de leur occupation du sol (source : *Cadre Régional pour le développement des projets photovoltaïques en Provence-Alpes-Côte d'Azur, DREAL Provence-Alpes-Côte d'Azur)***

# PARTIE 4 : DONNEES D'ENTREE POUR ELABORER LE SCHEMA

Comme mentionné en partie 2, les données d'entrée nécessaires à l'élaboration du S3REnR comprennent la capacité globale de raccordement sur le réseau à atteindre, les potentiels d'énergies renouvelables identifiés sur chaque territoire et « l'état initial » du réseau électrique.

Cette partie décrit les données d'entrée considérées pour la présente révision du S3REnR de la région Provence-Alpes Côte d'Azur.

Il est important de rappeler que la prise en compte d'un potentiel d'énergies renouvelables dans les études du S3REnR ne préjuge pas de la décision de réaliser ou non un projet d'énergies renouvelables. Cette décision ne relève pas du S3REnR.

# CAPACITÉ GLOBALE DE RACCORDEMENT

A la suite d'une concertation menée en 2018 et 2019 avec les acteurs régionaux de l'énergie et après avoir consulté les parties prenantes en janvier 2020, **le préfet de Région a fixé le 11 février 2020 un objectif de capacité d'accueil supplémentaire de 6 400 MW pour la présente révision du S3REnR Provence-Côte d'Azur à l'horizon 2030.** Cela représente un total de 13 100 MW[23] en incluant les 6 700 MW d'installations existantes ou en développement à fin mars 2022. Pour mémoire, les énergies marines sont hors périmètre du S3REnR, leur raccordement au réseau faisant l'objet d'un dispositif distinct[24].

Le développement des énergies renouvelables (EnR) à hauteur de ces 6 400 MW de capacité d'accueil supplémentaire sur le réseau signifie de plus que doubler le rythme actuel d'installation, pour le porter de 200 à 250 MW/an ces dernières années à environ 600 MW/an en moyenne les 10 prochaines années.

Cet objectif tient compte de la dynamique régionale de développement des EnR, des orientations de l'Etat et de la Région inscrites respectivement dans la PPE et le SRADDET. En particulier, **cet objectif de capacité d'accueil du réseau est robuste à l'ambition du SRADDET** sur une durée de 7 à 9 ans, voire plus en fonction du développement des moyens de flexibilité mentionnés en partie 3.

En effet, en Provence-Alpes-Côte d'Azur, ces flexibilités par pilotage de la consommation ou par des moyens de stockage ou de production d'hydrogène à partir d'électricité pourraient atteindre globalement plusieurs centaines voire milliers de MW d'ici une dizaine d'années. En outre, le développement de l'autoconsommation de production locale pourrait représenter plusieurs centaines de MW à l'horizon 2030, ce qui serait également de nature à limiter l'augmentation des besoins d'acheminement sur le réseau électrique.

Enfin, outre le développement probable de ces moyens de flexibilité, comme évoqué précédemment, **le schéma pourra si besoin être adapté voire révisé à nouveau d'ici 2030 au cas où la dynamique réelle de développement des EnR le nécessiterait**.

# LES POTENTIELS D'ENERGIES RENOUVELABLES IDENTIFIES

Comme mentionné en parties 2 et 3, les potentiels d'EnR sur chaque territoire ont été recensés, en croisant plusieurs sources : les gisements identifiés dans les documents de planification et référentiels régionaux (SRADDET, cadastre énergétique …), les remontées des acteurs du territoire et des représentants des porteurs de projets d'EnR et les demandes de raccordement faites auprès des gestionnaires de réseau.

[23] L'objectif initial de 6400 MW de nouvelles capacités d'accueil ayant été conservé, la capacité globale d'accueil sur le réseau est désormais légèrement supérieure aux 12 500 MW prévus initialement du fait des nouvelles installations EnR mises en service ou entrées en développement entre début 2020 et début 2022.

[24] En région Provence-Alpes-Côte d'Azur, il s'agit principalement des 250 à 750 MW d'éoliennes en mer envisagées au large de Port-Saint-Louis-du-Rhône à l'horizon 2030. Leur raccordement a bien été pris en compte dans les études du réseau pour s'assurer de leur compatibilité avec les capacités proposées dans le présent schéma pour les énergies renouvelables terrestres.

Un fort potentiel de production photovoltaïque sur toitures et parkings :

**La région Provence-Alpes-Côte d'Azur bénéficie, du fait notamment de sa météo ensoleillée, d'un potentiel photovoltaïque élevé, tout particulièrement sur les surfaces artificialisées** situées notamment en zones urbanisées (toitures d'habitations, d'entreprises et de bâtiments publics, parkings …).

Ainsi, comme évoqué en partie 3, le cadastre énergétique régional donne un 1er aperçu du potentiel théorique sur toitures, évalué à environ 38 000 MW sans tenir compte de toutes les contraintes réglementaires et technico-économiques. Ce potentiel théorique est réparti de manière variable sur les 52 intercommunalités composant la région, selon leur taille et leur degré d'urbanisation, comme l'illustre la carte ci-après :

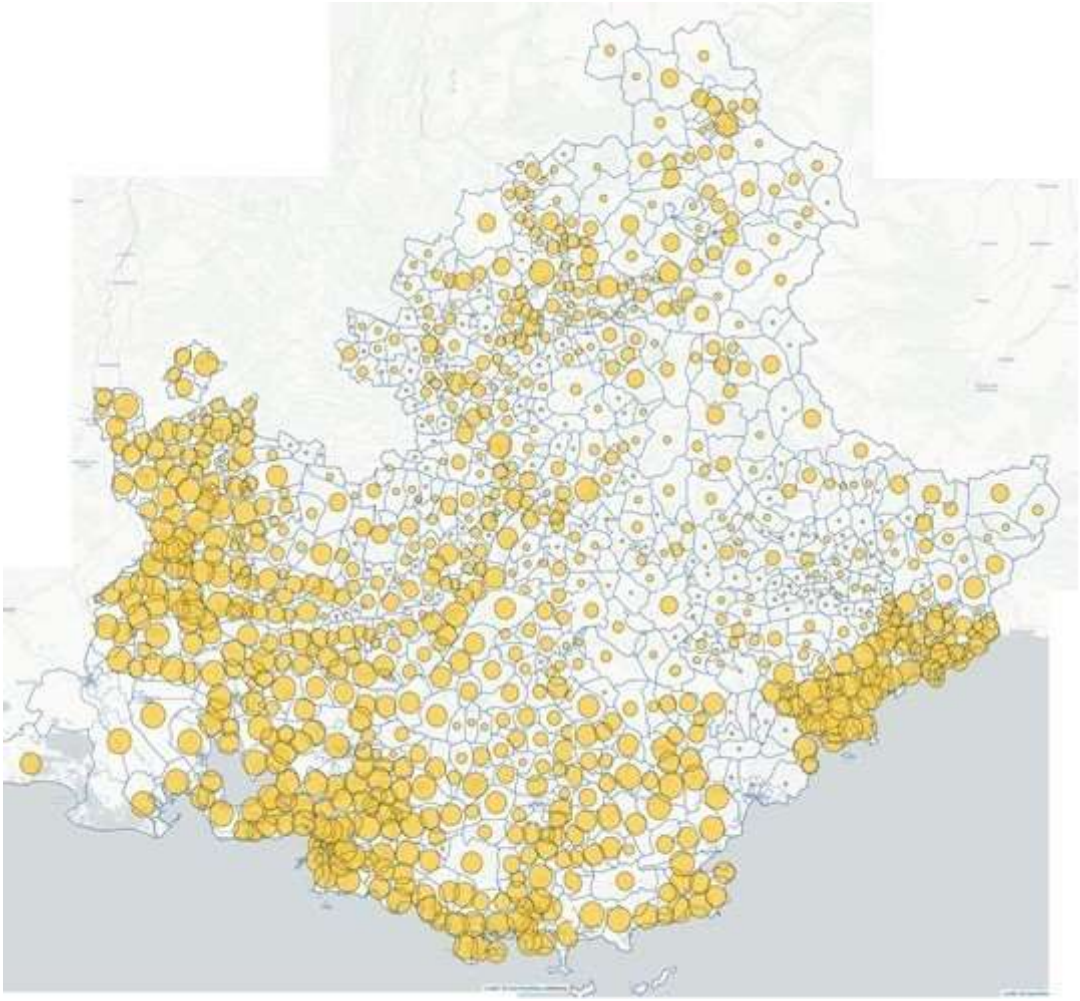


**Figure 15 : potentiels photovoltaïques théoriques sur toitures recensés par commune dans le cadastre énergétique de Provence-Alpes-Côte d'Azur (source : *cadastre énergétique régional*)**

Ce potentiel photovoltaïque sur toitures se concentre sur les 6 territoires suivants, représentés sur les cartes pages 56 et 57, qui totalisent un volume théorique d'environ 35000 MW selon le cadastre énergétique régional :

- la Vallée du Rhône et la Basse-Durance : environ 9000 MW,
- la Métropole d'Aix-Marseille : environ 10900 MW,
- la Métropole Toulonnaise et le Centre-Var : environ 6000 MW,
- La Moyenne-Durance : environ 1200 MW,
- Le Gapençais et la Haute-Durance : environ 1300 MW,
- La Côte d'Azur : environ 6600 MW.

Des perspectives de développement de parcs photovoltaïque au sol sur certains territoires :

**Les autres potentiels EnR identifiés sur la région correspondent principalement au développement de parcs photovoltaïques au sol qui se concentrent sur 4 territoires,** comme illustré sur les cartes pages 56 et 57. Les potentiels estimés par les porteurs de projets EnR sont d'environ 2400 MW, se répartissant de la manière suivante :

- Alpes d'Azur et Pays de Fayence : environ 200 MW,
- plateau d'Albion : environ 250 MW,
- Buëch-Rosanais : environ 500 MW,
- Haute-Provence : environ 1400 MW (cette zone recouvre l'essentiel du territoire de la Moyenne-Durance, bénéficiant d'un potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées significatif comme mentionné précédemment).

**Ces perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol sont cohérentes avec l'objectif du SRADDET** (plus de 2000 MW de nouvelles installations à l'horizon 2030 comme mentionné en partie 3). **Par ailleurs, cette dynamique est accompagnée par les services de l'Etat en région et les acteurs locaux afin de bien prendre en compte les enjeux de ces territoires**, en particulier les enjeux naturels, paysagers et agricoles. C'est notamment le cas en Haute-Provence, dans le secteur de Manosque, où le programme Hygreen fait l'objet d'une démarche commune des collectivités locales, des partenaires industriels et des Parcs Naturels Régionaux, avec un objectif de 900 MW de production photovoltaïque à l'horizon 2027-2030.

Les autres potentiels EnR en région Provence-Alpes-Côte d'Azur :

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, les objectifs et perspectives identifiés à l'horizon 2030 pour les autres sources d'EnR sont relativement modestes par rapport au photovoltaïque.

Ainsi, comme mentionné en partie 3, l'objectif régional inscrit dans le SRADDET pour l'éolien terrestre est d'environ 600 MW à l'horizon 2030 (pour une centaine de MW installés à ce jour). Les gisements éoliens envisagés par les producteurs EnR sont quant à eux d'un peu moins de 200 MW au total, répartis sur une dizaine de secteurs de la région, représentant chacun une dizaine à une quarantaine de MW. Ces objectifs d'ampleur limitée s'expliquent notamment par les forts enjeux de la région vis-à-vis du développement de l'éolien : enjeux paysagers, naturels (avifaune …), nombreux secteurs urbanisés, contraintes techniques et réglementaires (servitudes aéronautiques et militaires …).

Pour l'hydroélectricité, l'objectif régional inscrit dans le SRADDET est d'environ 700 MW de production supplémentaire à l'horizon 2030 (pour près de 3300 MW installés à ce jour). A ce stade, cette perspective ne se traduit pas dans les gisements annoncés par les producteurs EnR. Ceci pourrait s'expliquer par le fait que les potentiels hydroélectriques sont déjà largement exploités dans la région. Ainsi, les ambitions portent principalement sur l'optimisation des centrales hydrauliques existantes et le développement du petit hydraulique, comme mentionné dans les orientations du SRADDET.

Concernant la filière bioénergie, l'objectif de production électrique du SRADDET se limite à 170 MW à l'horizon 2030 (pour environ 130 MW installés à ce jour) auxquels il convient d'ajouter les 170 MW de la centrale de Gardanne récemment convertie en biomasse). Les producteurs d'EnR n'ont quant à eux pas annoncé de gisement biomasse identifié à stade. Néanmoins, des unités de production d'électricité de quelques MW à quelques dizaines de MW pourraient se développer, notamment dans les territoires disposant de ressources significatives en biomasse (bois, résidus agricoles …). Ces potentiels de bioénergie pourront également profiter des capacités d'accueil offertes par le schéma.

# LES CAPACITES D'ACCUEIL RETENUES AU SCHEMA SUR CHAQUE TERRITOIRE

Compte tenu de la part prépondérante du photovoltaïque dans les perspectives EnR régionales décrites au chapitre précédent, les capacités prévues au schéma se concentrent sur la desserte de ce potentiel photovoltaïque. Il s'agit principalement des territoires à fort gisement photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …), ceci conformément aux objectifs régionaux. Comme mentionné en partie 1, ces capacités pourront tout aussi bien permettre de raccorder d'autres types de production EnR qui pourraient voir le jour d'ici 2030 sur ces territoires. La répartition de ces capacités, illustrée sur les cartes pages 56 et 57, est détaillée en annexe 2 du présent document.

<u>Choix et ajustements résultant de la phase de consultations sur le projet de schéma :</u>

Comme indiqué en préambule et en partie 2, la phase de consultation des parties prenantes et de concertation préalable, qui s'est tenue de novembre 2020 à février 2021, a conduit aux ajustements et choix suivants pour la présente version du schéma :

- **Les options de desserte du Rosanais et du plateau d'Albion ont été retenues compte tenu du potentiel et de la dynamique de développement des EnR sur ces secteurs.** Pour le plateau d'Albion, la capacité d'accueil réservée au titre du présent schéma a été adaptée à 80 MW au lieu des 180 à 300 MW envisagés précédemment. Cet ajustement tient compte notamment des enjeux environnementaux mentionnés dans ce secteur vis-à-vis du développement de parcs photovoltaïques au sol,
- **Près de 400 MW de capacités envisagées en zones rurales (plateau d'Albion et Haute-Provence) ont été transférés vers des zones fortement urbanisées disposant d'un potentiel élevé de photovoltaïque sur surfaces artificialisées (les 3 métropoles régionales et la vallée du Rhône).** Ces ajustements permettent de mieux tenir compte des enjeux paysagers, agricoles et naturels des territoires et de conforter la cohérence avec l'objectif du SRADDET de privilégier le développement du photovoltaïque sur toitures et parkings.

Cet ajustement de la répartition des capacités d'accueil prévues se décompose ainsi :

- En zones rurales :
  - Plateau d'Albion : la capacité d'accueil inscrite au schéma est de 80 MW au lieu des 300 MW envisagés précédemment,
  - En Haute-Provence : la capacité d'accueil prévue au futur poste Sud-Valensole a été adaptée à 160 MW au lieu de 240 MW et celle du poste de Roumoules est désormais de 14 MW au lieu de 94 MW précédemment,
- En zones densément urbanisées :
  - Dans les 3 métropoles régionales : les capacités d'accueil ont été portées respectivement à près de 1820 MW sur Aix-Marseille-Provence (+160 MW), à 255 MW sur Nice-Côte d'Azur (+100 MW) et à près de 220 MW sur Toulon-Provence-Méditerranée (+80 MW),
  - Secteur d'Avignon : la capacité d'accueil est passée à 190 MW (+50 MW).

<u>Les capacités d'accueil prévues sur les territoires à fort potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …) :</u>

**En cohérence avec les orientations de l'Etat et de la Région, environ 3/4 de la capacité d'accueil prévue sur le réseau se situent dans les secteurs à fort potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées.** Il s'agit pour l'essentiel des 6 territoires rappelés ci-après.

Cela représente environ 4900 MW de nouvelles capacités d'accueil sur le réseau à l'horizon 2030, soit environ 14 % du potentiel théorique de photovoltaïque sur toitures recensé dans le cadastre énergétique régional. La répartition de ces capacités est la suivante :

- Vallée du Rhône et Basse-Durance : environ 1100 MW,
- Métropole d'Aix-Marseille : environ 1900 MW,
- Métropole Toulonnaise et Centre-Var : environ 600 MW,
- Gapençais et Haute-Durance : environ 200 MW,
- Côte d'Azur : environ 750 MW,
- Moyenne Durance : environ 200 MW,
- Autres territoires (répartis sur la région) : environ 150 MW.

<u>Des capacités d'accueil adaptées sur les territoires où des perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol sont identifiées :</u>

**Environ 1/4 de la capacité prévue sur le réseau dessert les territoires où un potentiel significatif de photovoltaïque au sol a été identifié** (cf. chapitre précédent)**.** Ceci représente environ 1500 MW, situés pour l'essentiel sur les 4 territoires suivants :

- Haute-Provence : environ 700 MW. A noter que ce territoire englobe la Moyenne-Durance, où le schéma prévoit aussi 200 MW de capacités pour le potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (cf. ci-avant),
- Alpes d'Azur et Pays de Fayence : environ 230 MW,
- Plateau d'Albion : 80 MW,
- Buëch-Rosanais : environ 450 MW.

Ces capacités prévues à l'horizon 2030 représentent environ 2/3 des potentiels photovoltaïques au sol annoncés par les porteurs de projets EnR, ceci compte tenu des durées prévisibles de développement de ce type d'installations et des enjeux environnementaux des territoires concernés.

Les capacités d'accueil créées sur le Rosanais et le plateau d'Albion pourront contribuer à la desserte du Sud et de l'Est des Baronnies en Drôme Provençale, où un potentiel EnR d'une vingtaine de MW est identifié dans le S3REnR Auvergne-Rhône-Alpes.

Prise en compte des enjeux environnementaux dans les perspectives de développement d'EnR considérées pour l'adaptation du réseau :

Une approche environnementale a été menée vis-à-vis des perspectives de développement d'EnR considérées au présent schéma. Cette démarche prospective est réalisée à partir des données disponibles et d'un corps d'hypothèses compte tenu des incertitudes sur la nature, la consistance et la localisation précises des futurs projets d'EnR qui se développeront à l'horizon 2030. En effet ces projets ne sont pour l'essentiel pas connus à ce stade et le schéma a vocation à planifier des capacités sur le réseau pour y raccorder de nouvelles installations EnR sans discrimination, pour peu qu'elles soient autorisées.

Il convient tout d'abord de rappeler qu'environ 3/4 des capacités d'accueil prévues desservent des secteurs urbanisés disposant d'un fort potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …), dont les effets sur l'environnement peuvent généralement être considérés comme très faibles.

L'approche environnementale des perspectives EnR considérée s'est concentrée sur la quarantaine de postes électriques à créer ou à modifier, afin d'y disposer de capacités d'accueil supplémentaires.

Les nouvelles capacités prévues sur chacun de ces postes (de 10 à 160 MW) représentent au plus 20 à 320 hectares d'installations photovoltaïques selon les technologies actuelles[25], soit moins de 1% du territoire couvert par le rayon d'action de ces postes (généralement de 15 à 20 km à vol d'oiseau, soit 700 à 1200 km² ou 70 000 à 120 000 ha).

Une appréciation des enjeux environnementaux vis-à-vis de ces perspectives de développement des EnR a été réalisée en utilisant le cadre régional pour le développement photovoltaïque. Il en résulte que les surfaces nécessaires au développement de production photovoltaïque à hauteur des capacités d'accueil prévues dans ces postes apparaissent compatibles avec les niveaux de sensibilité environnementale identifiés de ces territoires (cf. le rapport d'évaluation environnementale annexé au présent document).

Par ailleurs, ces capacités d'accueil pourront servir au raccordement au réseau de tous types d'EnR, en particulier des installations photovoltaïques sur surfaces artificialisées (toitures, parkings, agrivoltaïsme …), dont le potentiel à terme est estimé à plusieurs milliers de MW sur ces secteurs selon le cadastre énergétique régional.

**La prise en compte d'un potentiel EnR dans le présent schéma ne préjuge pas de la décision de réaliser ou non un projet d'EnR. Celle-ci ne relève pas du S3REnR.**

[25] Cette estimation et basée sur une consommation foncière de 1 à 2 ha par MWc (puissance crête) observée sur les installations photovoltaïques réalisées ces dernières années ou actuellement en développement, notamment en région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Elle ne présume pas des évolutions technologiques futures qui pourraient potentiellement optimiser cette consommation foncière par MWc installé.

**Figure 16 : potentiels EnR identifiés et capacités d'accueil sur le réseau prévues en Provence-Alpes-Côte d'Azur (par intercommunalités)**

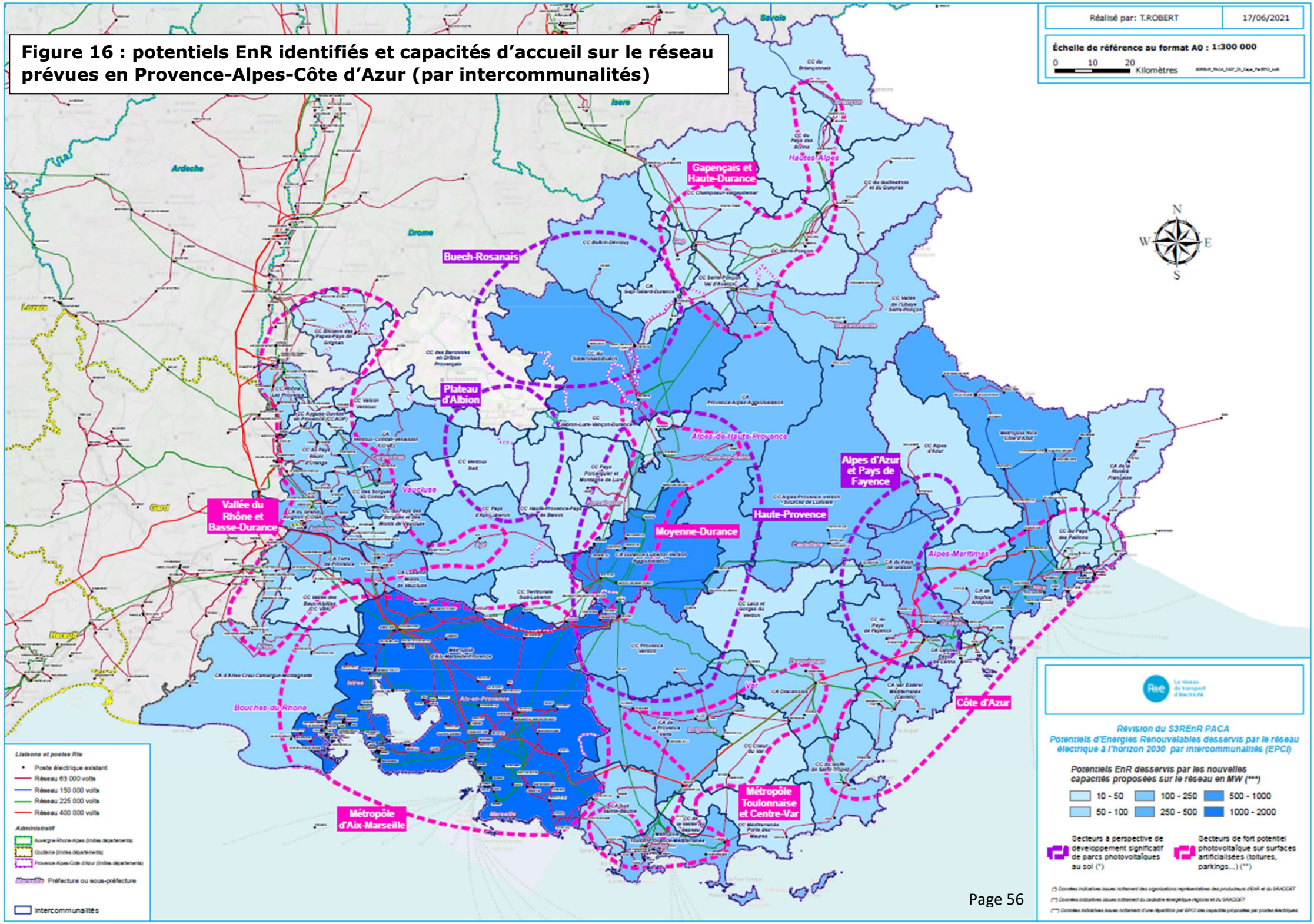
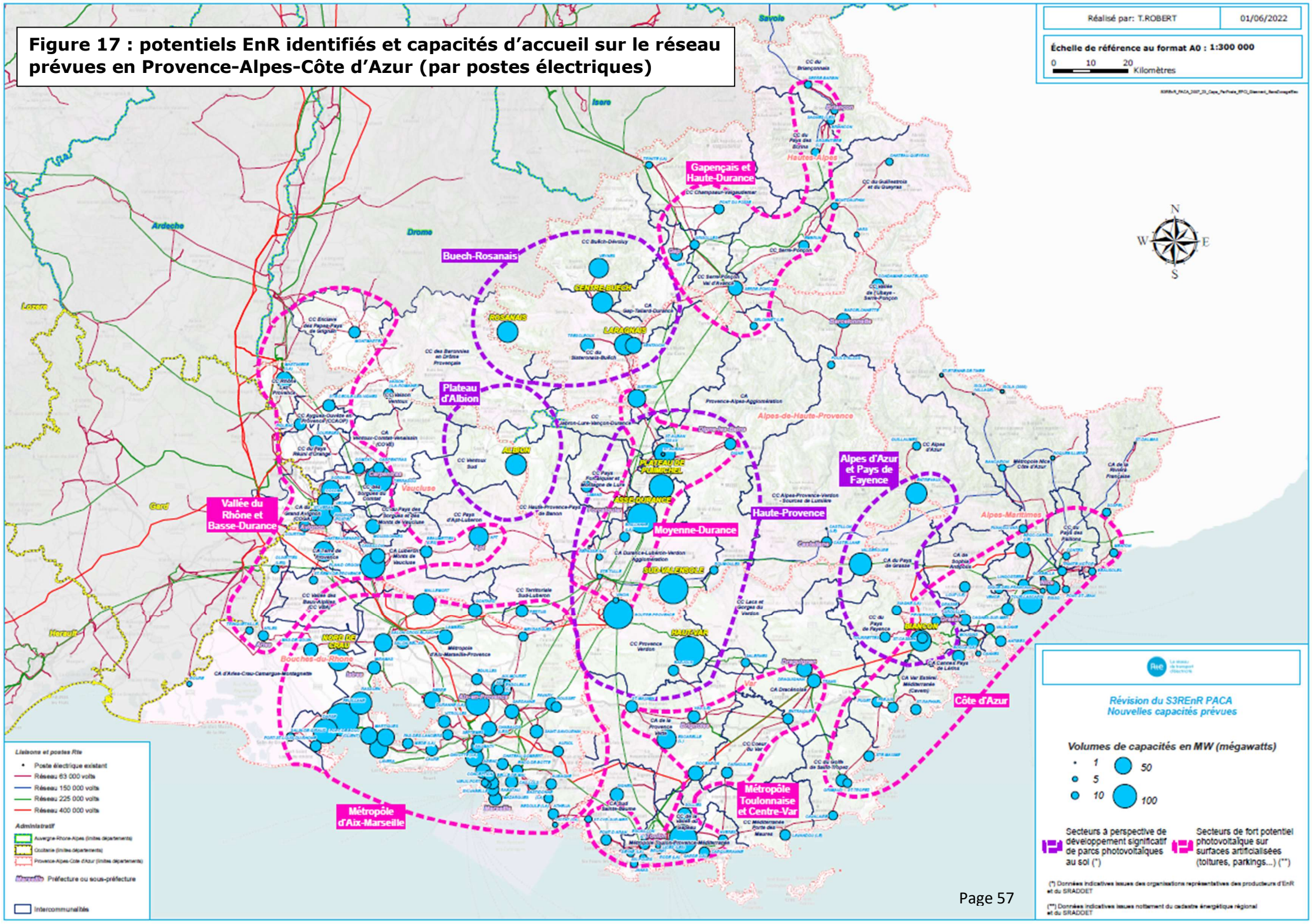


**Figure 17 : potentiels EnR identifiés et capacités d'accueil sur le réseau prévues en Provence-Alpes-Côte d'Azur (par postes électriques)**



# L'ETAT INITIAL DU S3RENR

L'état initial du S3REnR est établi par RTE pour les ouvrages du réseau public de transport d'électricité et par Enedis et EDSB pour les ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité. La méthodologie d'élaboration de cet état initial est décrite dans la documentation technique de référence publiée par RTE sur son site internet.

L'état initial constitue un état des lieux des ouvrages existants et des ouvrages en cours de réalisation décidés par les gestionnaires de réseau, ainsi que des installations de production EnR qui y sont raccordées. Pour la présente révision du S3REnR de Provence-Alpes-Côte d'Azur, l'état initial a été mis à jour à fin mars 2022, en vue de l'approbation de la quote-part par le préfet de région.

**L'état initial comporte :**

- **le réseau existant dans la région** (incluant les travaux engagés de création ou de renforcement prévus au schéma antérieur et les ouvrages mis en service) et les projets distincts du S3REnR pouvant contribuer à augmenter les capacités d'accueil des EnR et dont les travaux sont programmés, avec leur date prévisionnelle de mise en service (réhabilitation, renouvellement, ou créations d'ouvrages décidés, projets identifiés dans le schéma décennal de développement du réseau…) ;
- **la puissance par poste des installations de production en service et en cours de raccordement** sur les réseaux publics de transport et de distribution[26] ;
- **les capacités d'accueil disponibles** sur les postes.

Concernant les travaux de création ou de renforcement des schémas antérieurs, seuls les ouvrages mis en service ou engagés à la date d'approbation de la quote-part du schéma révisé sont pris en compte. Les ouvrages engagés sont ceux pour lesquels au moins une commande de travaux et/ou de matériel a été réalisée. Les travaux de création et de renforcement non engagés des schémas antérieurs sont réexaminés dans la révision[27].

L'état initial pris en compte pour le présent schéma est détaillé en annexe 1.

La mention dans l'état initial des travaux et opérations précités ne préjuge pas de leur achèvement à leur date prévisionnelle de mise en service. Pour ces travaux et opérations, les gestionnaires de réseau restent en effet soumis aux aléas liés à l'obtention des autorisations (délais supplémentaires éventuels pour l'instruction administrative du projet, recours éventuels, modification de consistance…), et à la réalisation des travaux. Sous cette réserve, les gestionnaires de réseau indiquent le calendrier prévisionnel de la mise en service des travaux inscrits dans l'état initial du S3REnR. La non-réalisation ou le décalage de certains projets peut avoir une incidence sur la mise en œuvre du S3REnR.

[26] Dans le cas de la révision d'un schéma saturé, les projets entrés en cours de raccordement postérieurement à la date de saturation et dont le raccordement est traité suivant les dispositions de l'article D.342-22-2 du code de l'énergie n'appartiennent pas à l'état initial du futur schéma. Ils appartiennent par anticipation au futur schéma tant pour les capacités réservées que pour les recettes de quote-part.

[27] Les offres de raccordement en cours et les projets en cours de raccordement ne peuvent toutefois pas être remises en cause. Les modalités spécifiques sont décrites dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau.

# PARTIE 5 : LES EVOLUTIONS DU RESEAU ELECTRIQUE

Pour offrir les capacités d'accueil sur le réseau définies précédemment, les meilleures solutions électriques ont été recherchées dans une logique d'efficacité technico-économique et d'évitement/réduction des incidences environnementales. Ainsi, ces solutions s'appuient en priorité sur l'optimisation du réseau existant et les possibilités d'adaptation ou de renforcement des infrastructures électriques qui le composent (postes et lignes électriques). Au-delà, la création de nouvelles infrastructures s'avère nécessaire pour desservir en capacité d'accueil certains territoires où le réseau est moins présent.

Cette partie présente la stratégie électrique proposée pour offrir les capacités d'accueil définies en partie 4,  et, le cas échéant, les variantes éventuelles et autres stratégies envisagées mais non retenues.

La localisation précise des postes et liaisons électriques à créer n'est pas définie à ce stade car elle ne relève pas du S3REnR. Elle résultera des études détaillées et de la concertation locale qui seront menées lors des futurs projets relatifs à ces infrastructures. Ils permettront notamment de définir à une maille fine les implantations les plus favorables d'un point de vue environnemental.

# DES SOLUTIONS OPTIMISEES DANS UNE LOGIQUE D'EFFICACITE ET DE MOINDRE IMPACT ENVIRONNEMENTAL

## Des solutions innovantes de flexibilité du réseau sont mises en œuvre pour optimiser les besoins d'évolution

Avant de proposer des solutions structurantes d'évolution du réseau, RTE étudie en priorité le recours à des solutions flexibles, qui permettront d'exploiter le réseau de transport au plus près de ses limites. En particulier, le présent schéma s'appuie sur le déploiement « d'automates ».

Ces automates sont de 2 types :

- les automates dits « topologiques » qui surveillent les flux sur les lignes et modifient les aiguillages du réseau en cas d'incident afin de modifier les transits et résoudre la surcharge, c'est-à-dire les situations où le transit dans une ligne dépasse sa capacité de transit admissible. Ces automates limitent l'ampleur et la durée d'une contrainte sur le réseau et évitent dans certains cas la mise en œuvre d'investissements structurants,
- les automates dits « d'effacement de production » qui agissent de façon rapide et ciblée sur les parcs de production variables, en cas d'apparition de contraintes sur le réseau électrique. Ces automates écrêtent la production ponctuellement, jusqu'à ce que les flux reviennent à des niveaux admissibles pour le réseau électrique. En l'absence d'automates, la gestion des surcharges liées à l'évacuation de la production renouvelable nécessiterait des limitations de production plus importantes car moins rapides et moins bien ciblées, ou des adaptations structurelles du réseau pour renforcer les liaisons existantes.

L'accès aux flexibilités de la production, tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution rend donc possible une diminution des investissements structurants en contrepartie d'une limitation très restreinte de la production d'énergie renouvelable. A titre indicatif, le Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité publié par RTE en 2019 montre que l'accès à l'écrêtement ponctuel de la production installée, en période de forte production et/ou d'aléa sur le réseau de transport, pourrait générer une économie de sept milliards d'euros sur les besoins d'adaptation du réseau français sur la période 2020-2035. Sur cette période, le volume d'énergie écrêtée est estimé à environ 0,3% de l'énergie produite par les sources renouvelables, dans les conditions actuelles d'insertion des énergies renouvelables sur le réseau. Cette estimation peut varier localement compte-tenu des spécificités du réseau.

## Des stratégies adaptées à chaque territoire sont élaborées pour offrir les capacités d'accueil sur le réseau

Au-delà de l'optimisation de l'exploitation du réseau, RTE et les gestionnaires de réseau de distribution privilégient l'augmentation de capacité des ouvrages électriques existants, dans le but de minimiser les impacts financiers et environnementaux des évolutions de réseau, et répondre plus rapidement aux besoins électriques sur chaque territoire.

Les travaux de création ou de remplacement de transformateur(s) dans les postes existants peuvent néanmoins nécessiter l'acquisition d'extensions foncières mitoyennes. Ces travaux nécessitent alors de mettre en œuvre des procédures d'acquisitions foncières.

Lorsque le réseau existant est trop éloigné ou structurellement insuffisant pour desservir certains territoires, des créations d'ouvrages (poste ou lignes électriques) sont à envisager. Ces solutions structurantes sont proposées lorsqu'elles représentent la meilleure stratégie en termes de capacité d'accueil, d'impact environnemental et de coût des travaux. En particulier, l'implantation d'un nouveau poste collecteur au cœur des territoires à desservir permet d'optimiser les linéaires de liaisons électriques pour y raccorder les installations d'énergies renouvelables. Cela permet de réduire l'encombrement des voiries et la gêne occasionnée lors des travaux, tout en assurant un coût de raccordement au réseau viable pour les projets d'énergie renouvelable, notamment ceux de moindre puissance.

Ainsi, pour offrir les 6400 MW de capacités d'accueil sur le réseau définies précédemment, tout en maintenant un haut niveau de qualité d'alimentation électrique, les recherches de solutions électriques se sont appuyées sur les 3 leviers suivants :

1) **En priorité, recenser les capacités disponibles et optimiser les capacités du réseau actuel**, via la poursuite de la numérisation du réseau et le déploiement des moyens de flexibilité comme l'installation d'automates permettant de piloter les flux électriques. Ainsi le présent schéma révisé prévoit l'installation **d'une quarantaine d'automates** dans différents postes de la région.

   Cette optimisation des capacités du réseau existant permet d'offrir **environ la moitié de la capacité d'accueil** visée pour **un investissement limité d'environ 7,5 M€** et un impact environnemental négligeable en termes de travaux sur le réseau électrique.

2) Ensuite **augmenter les capacités techniques des ouvrages électriques existants**. Cela se traduit dans le présent schéma révisé par :
   - l'ajout ou le remplacement de transformateurs dans **une trentaine de postes,**
   – l'installation d'équipements HTA (1/2 rames 20 kV) dans une quinzaine de postes,
   **- le renforcement d'environ 110 km de liaisons électriques** (principalement l'axe 225 kV en Moyenne-Durance).

   Ces augmentations de capacité d'ouvrages électriques existants permettent d'offrir **environ 1/4 de la capacité d'accueil pour un investissement estimé à 282 M€.**

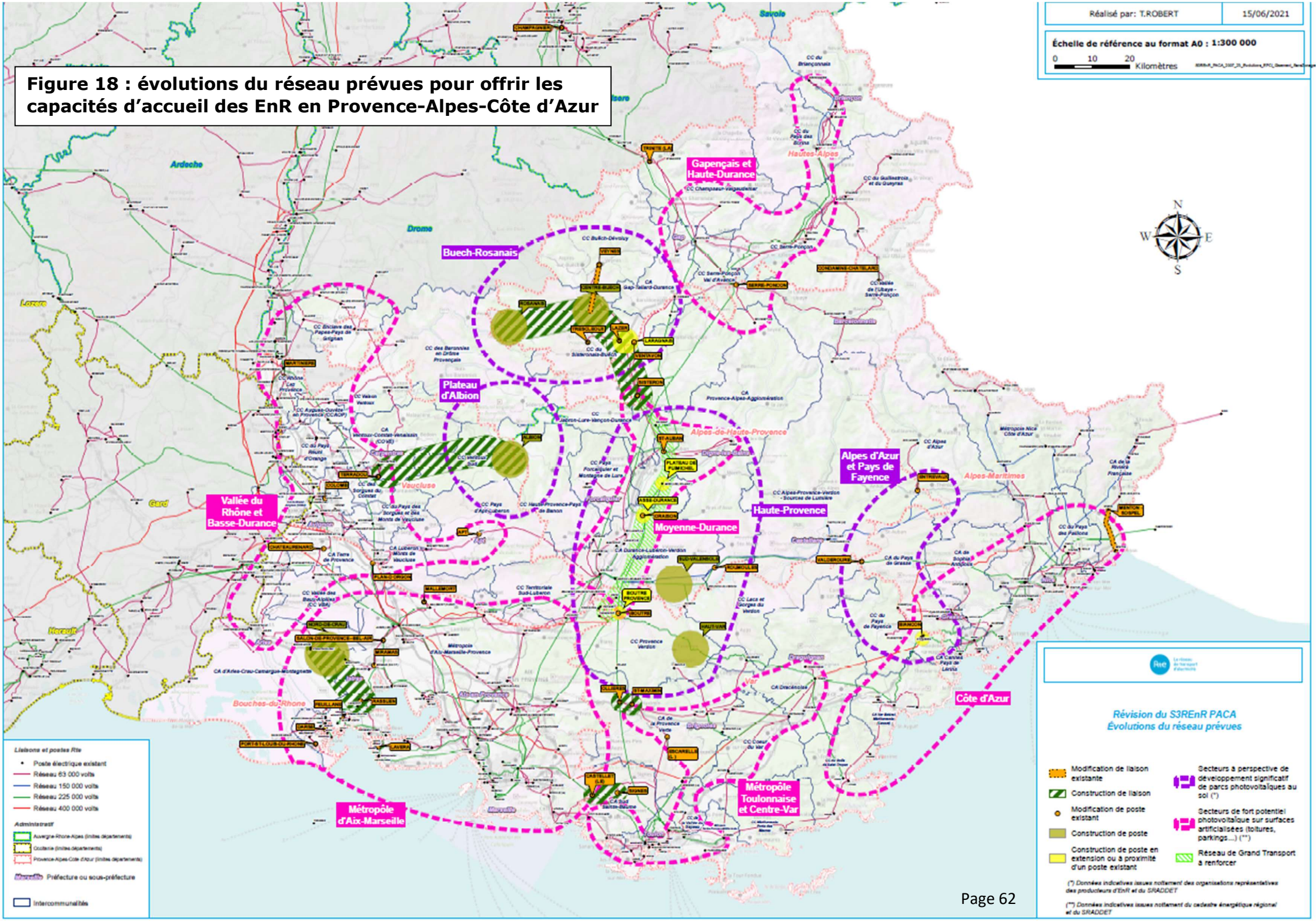
3) Lorsque cela est nécessaire, **réaliser des travaux plus structurants avec la création de nouveaux postes ou liaisons électriques**, en particulier dans certaines zones où le réseau est moins présent. Ainsi, il est prévu la **création de 11 postes électriques** (dont 5 à proximité ou en extension de poste existant) **et de 170 km de liaisons électriques**. Ces ouvrages sont majoritairement prévus en 225 kV pour disposer de capacités suffisantes et évolutives. Ils permettent de créer environ **1/4 de la capacité d'accueil visée via un investissement estimé à 423 M€.**

   La technologie souterraine est privilégiée pour les créations de liaisons électriques lorsque les conditions technico-économiques le permettent, ceci au regard des enjeux des territoires concernés. L'insertion environnementale des postes électriques fera l'objet d'une attention particulière sur les secteurs à forts enjeux, notamment paysagers, écologiques ou liés au milieu physique (relief…). Il s'agit en particulier des postes Asse-Durance, Sud-Valensole, Biançon, Nord-de-Crau et Rosanais.

**Ces évolutions du réseau, illustrées sur la carte suivante, portent notamment sur les territoires du plateau d'Albion, du Buëch-Rosanais et de la Haute Provence.**

**A noter que ce sont les futurs projets EnR qui déclencheront la réalisation des travaux d'adaptation du réseau nécessaires à leur raccordement.** Néanmoins, conformément à l'article D321-20 du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux engagent les études puis les procédures administratives de ces ouvrages dès lors que le schéma est finalisé et publié.

**Figure 18 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR en Provence-Alpes-Côte d'Azur**



Comme indiqué précédemment, **les options de création des dessertes d'Albion et du Rosanais ont été retenues à la suite de la consultation des parties prenantes et de la concertation préalable**. Pour le futur poste du plateau d'Albion, le raccordement au poste de Terradou est prévu plutôt qu'à Plan d'Orgon, notamment afin de réduire le linéaire de liaison à 225 kV à réaliser dans des secteurs à enjeux environnementaux.

Conformément à la réglementation, la présente révision inclut les ouvrages prévus dans le schéma précédent ou dans son adaptation et dont les travaux n'ont pas été engagés. Il s'agit de la création d'un poste 225 kV sur le plateau de Puimichel (en extension ou à proximité du poste existant des Mées dans les Alpes-de-Haute-Provence) et de travaux dans 4 postes existants (La Condamine-Chatelard dans les Alpes-de-Haute-Provence, Ventavon et Veynes dans les Hautes-Alpes et Champagnier en Isère). En revanche, les travaux des ouvrages suivants auront été engagés à la date d'approbation de la quote-part et sont donc intégrés à l'état initial de la présente révision : création d'une transformation 225/20 kV au poste de Saint-Auban, ajout d'un transformateur 63/20 kV au poste de Mas-de-Gouin et remplacement de 2 transformateurs 63/20 kV au poste de Trescléoux. Pour les mêmes raisons, la création de la liaison à 63 kV entre les postes de Lazer et Sisteron, inscrite au schéma précédent, est intégrée dans l'état initial de la présente révision. Des synergies sont recherchées pour la réalisation des ouvrages, en tenant compte d'échéances de réalisation souvent différentes. En effet, l'adaptation du schéma précédent répond à des besoins de raccordement de projets EnR en cours sur des secteurs ne disposant plus de capacité d'accueil suffisante sur le réseau.

Il convient par ailleurs de rappeler que la réalisation des évolutions du réseau identifiées dans le Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (SDDR) est également nécessaire pour la mise en œuvre du présent schéma. Sur la région, il s'agit principalement à l'horizon 2030 de la fin du programme d'adaptation du réseau en Haute-Durance et de la rénovation de différentes lignes et postes électriques existants.

Pour faciliter la compréhension, dans la suite du document la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est décomposée en 6 grandes zones électriques, définies en fonction de la configuration des territoires, du réseau électrique et des secteurs à fort potentiel photovoltaïque identifiés (ces 6 zones sont représentées sur la carte page suivante) :

1) Alpes-Maritimes et Est-Var (englobant Côte d'Azur, Alpes d'Azur et Pays de Fayence),

2) Littoral Varois et Centre-Var (dont la Métropole Toulonnaise),

3) Métropole Aix-Marseille-Provence,

4) Vaucluse et Pays d'Arles (dont plateau d'Albion, Vallée du Rhône et Basse-Durance),

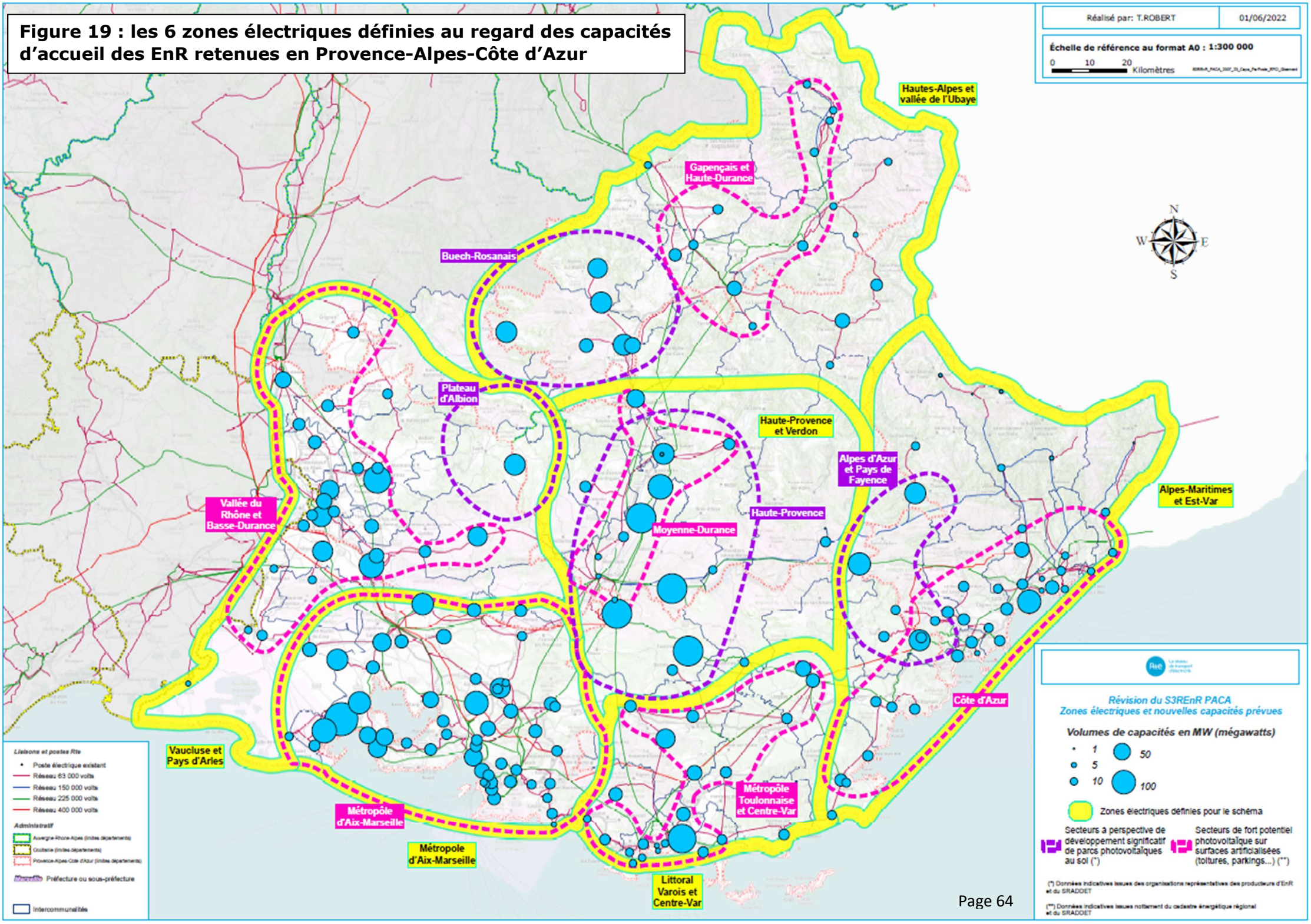
5) Haute-Provence et Verdon (dont la Moyenne-Durance),

6) Hautes-Alpes et vallée de l'Ubaye (dont Buëch-Rosanais et Gapençais-Haute Durance).

**Pour chacune de ces zones sont décrites la stratégie électrique retenue pour offrir les capacités d'accueil précédemment définies, ainsi que les variantes étudiées.** La prise en compte des enjeux environnementaux est développée dans le rapport d'évaluation environnementale joint au présent document.

**Pour mémoire, au stade du schéma ni la localisation ni la consistance précises des postes et liaisons électriques à créer ne sont définies. Chacun de ces ouvrages fera ultérieurement l'objet d'un projet avec son propre processus d'études, de concertation et d'autorisation.** C'est à ce stade que seront identifiées les implantations les plus propices pour ces ouvrages, notamment en termes d'insertion environnementale.

**Figure 19 : les 6 zones électriques définies au regard des capacités d'accueil des EnR retenues en Provence-Alpes-Côte d'Azur**



# DESCRIPTION DES STRATEGIES ÉLECTRIQUES PREVUES SUR CHAQUE ZONE ELECTRIQUE DE LA REGION


Zone 1 : Alpes-Maritimes et Est-Var page 66

Zone 2 : Littoral Varois et Centre-Var page 70

Zone 3 : Métropole Aix-Marseille-Provence page 74

Zone 4 : Vaucluse et Pays d'Arles page 79

Zone 5 : Haute-Provence et Verdon page 84

Zone 6 : Hautes-Alpes et vallée de l'Ubaye page 91

# *Zone 1 : Alpes Maritimes et Est-Var*

## Capacités retenues au regard des potentiels EnR identifiés

Comme indiqué en partie 4 et rappelé sur la carte ci-après, les principaux potentiels EnR identifiés sur cette zone se concentrent sur les 2 territoires suivants :

- Potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …) du littoral urbanisé de la Côte d'Azur (de Menton à St Tropez), pour lequel une capacité d'accueil sur le réseau d'environ 750 MW est retenue (dont près de 300 MW sur la Métropole Nice-Côte d'Azur),
- Perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol sur le territoire des Alpes d'Azur et du Pays de Fayence, pour lequel une capacité d'accueil d'environ 230 MW est prévue.

Ainsi la capacité d'accueil globale retenue sur cette zone est d'environ 1000 MW.

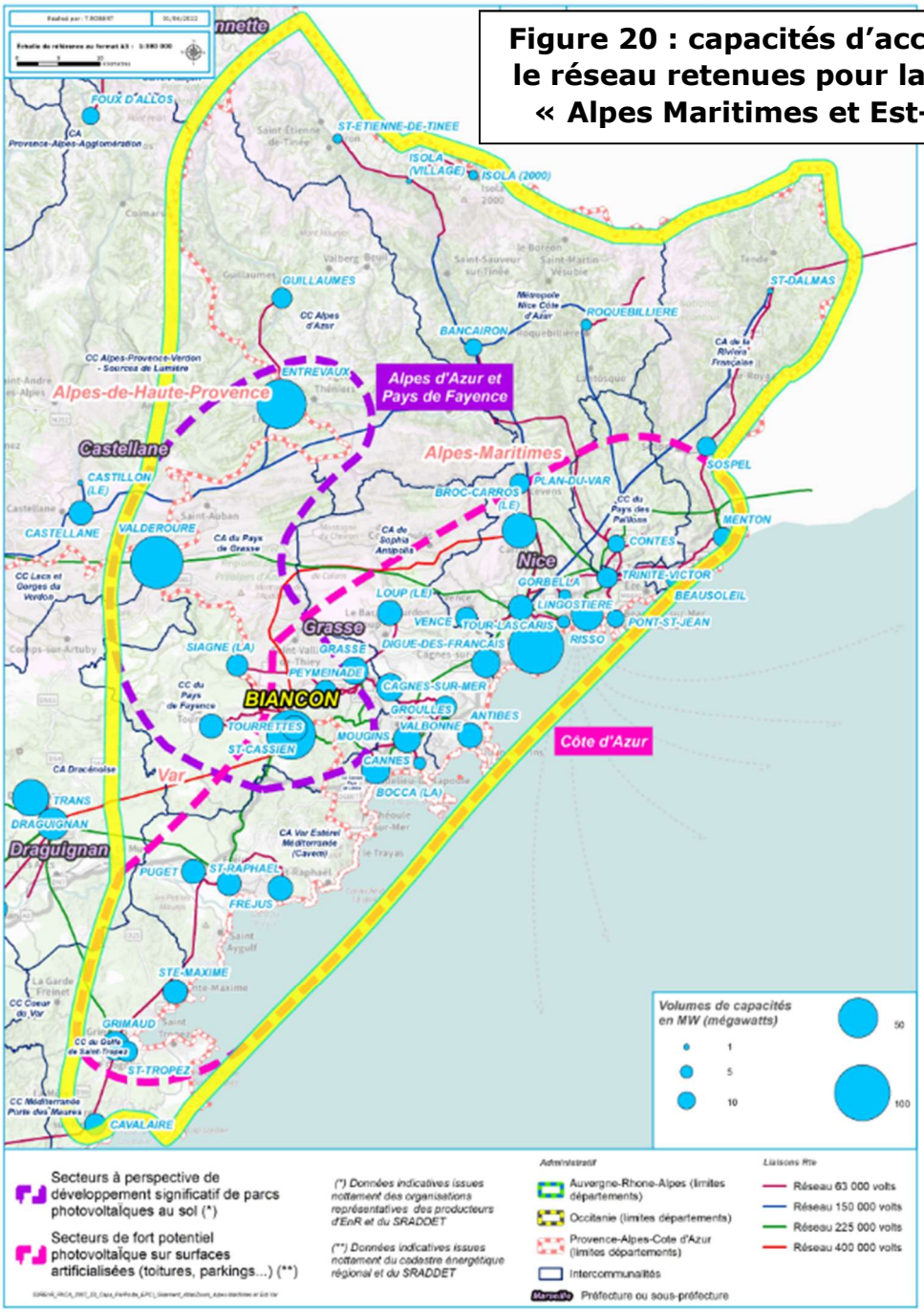



**Figure 20 : capacités d'accueil sur le réseau retenues pour la zone 1 « Alpes Maritimes et Est-Var »**

## Stratégie électrique prévue

Sur la zone « Alpes-Maritimes et Est-Var », le réseau existant et son optimisation (via des solutions flexibles type automates) permettent d'offrir les 3/4 des capacités retenues pour l'accueil des EnR sur cette zone, soit environ 750 MW.

Au-delà, certaines contraintes nécessitent des renforcements ou développement du réseau pour le bon acheminement de l'électricité produite. Il s'agit sur cette zone :

1) des surcharges électriques sur la liaison à 63 000 volts existante reliant les postes électriques de Menton et de Sospel (environ 9 km de linéaire),
2) des surcharges électriques sur les liaisons à 63 000 volts reliant les postes électriques de St Cassien et de Grasse (environ 30 km de linéaire),
3) de la capacité de transformation insuffisante dans les postes 150/63 kV d'Entrevaux et 225/20 kV de Valderoure (en cours de construction dans le cadre du schéma précédent).

Comme illustré page suivante, la stratégie prévue pour traiter ces contraintes est de :

1) renforcer la ligne existante à 63 000 volts entre Menton et Sospel pour offrir environ 10 MW de capacité d'accueil supplémentaire,
2) créer un poste 225/20 kV en extension du poste 400/225 kV de Biançon (à proximité de celui de St Cassien) afin d'offrir 80 MW de capacité d'accueil sur ce secteur,
3) remplacer, au poste d'Entrevaux, 2 transformateurs 150/63 kV et 1 transformateur 63/20 kV par de plus puissants et ajouter 1 transformateur 63/20 kV pour offrir au total 80 MW de capacité supplémentaire,
4) ajouter un 2ème transformateur 225/20 kV de 80 MW au poste de Valderoure.

Ces travaux permettent d'offrir au total environ 250 MW de capacités supplémentaires, en plus des 750 MW de capacités résiduelles et d'optimisation via les solutions flexibles, et ainsi d'atteindre les 1000 MW prévus sur cette zone.

Les investissements associés sont estimés à 23,1 M€, dont 8,6 M€ en renforcements et 14,5 M€ en créations d'ouvrages (ajouts de transformateurs et création du poste 225/20 kV à Biançon). Ces derniers sont détaillés dans les tableaux ci-après.

A noter que l'ajout ultérieur d'un 3ème transformateur 225/20 kV est possible à Valderoure pour offrir 80 MW de capacités supplémentaires. Cet ajout pourrait être envisagé si le développement futur des EnR sur le secteur le justifie, via les dispositifs d'évolution du schéma (adaptation locale, mécanisme de transfert de capacité entre postes …).

## Variantes envisagées et non retenues

Les principales variantes envisagées et non retenues sont :

- L'ajout d'un transformateur 63/20 kV à St Cassien plutôt que la création d'une transformation 225/20 kV à Biançon : cela nécessiterait de renforcer la liaison à 63 kV d'environ 1,3 km reliant ces 2 postes et d'ajouter un transformateur 225/63 kV à Biançon pour résoudre les contraintes de transit sur le réseau 63 kV. Ces travaux de plus grande ampleur s'inscriraient dans un environnement sensible (site Natura 2000) tout en offrant une moindre capacité (36 au lieu de 80 MW),

- L'ajout d'un 3ème transformateur 150/63 kV à Entrevaux plutôt que le remplacement des 2 transformateurs 150/63 kV existants : cette option se heurte au manque de place disponible dans le poste et a donc été écartée.

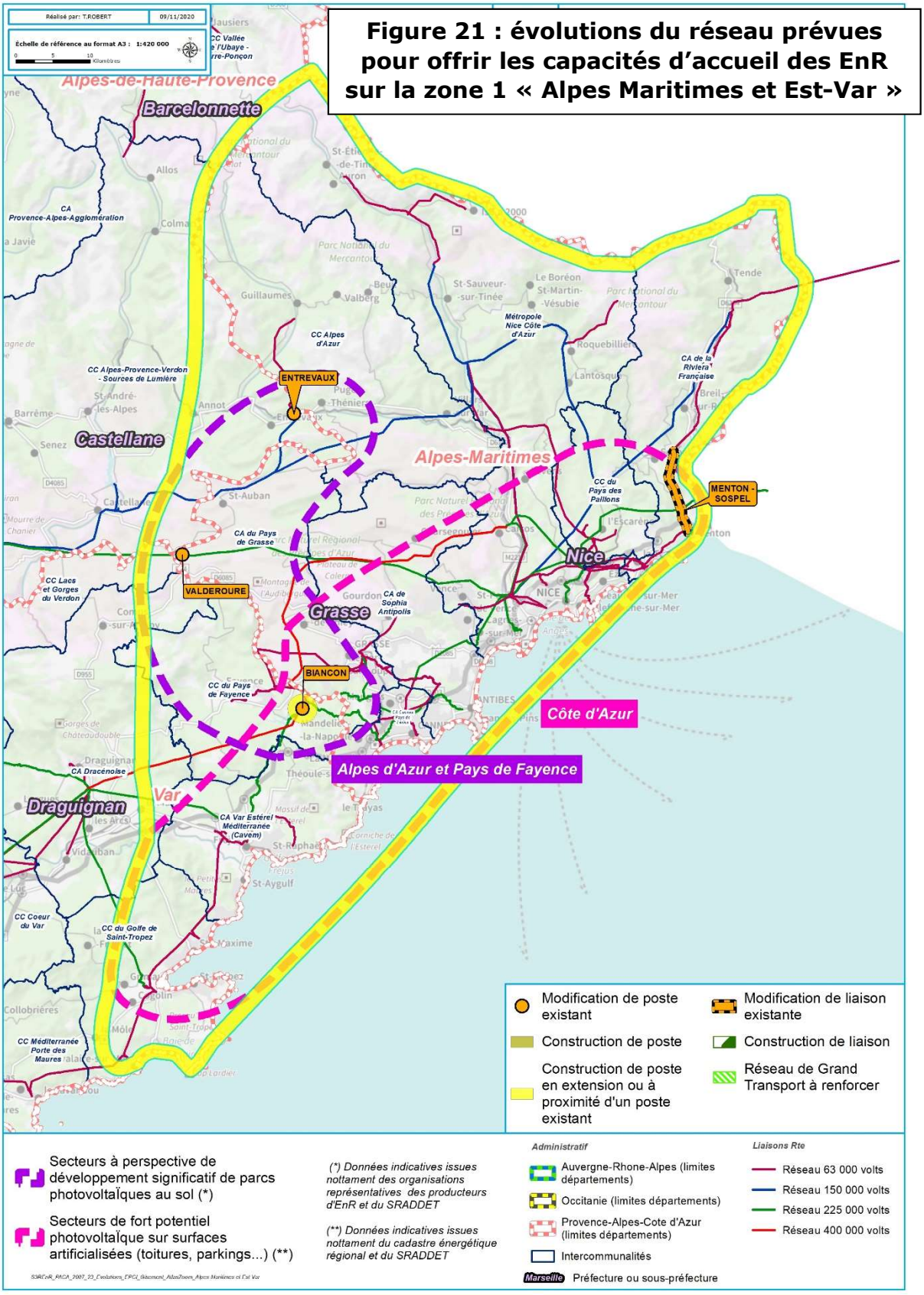



**Figure 21 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR sur la zone 1 « Alpes Maritimes et Est-Var »**

## Synthèse des travaux sur la ZONE 1 « *Alpes Maritimes et Est-Var* »

Sur la ZONE 1 les renforcements d'ouvrages prévus sont les suivants :

| **Renforcements d'ouvrages** | **Consistance sommaire des travaux** |
|---|---|
| Augmentation de la capacité du réseau HTB entre les postes de Sospel et Menton | Renforcement de la liaison existante à 63 kV d'environ 9 km entre Menton et Sospel |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste d'Entrevaux | Remplacement de deux transformateurs 150/63 kV de respectivement 35 et 40 MVA par des 100 MVA<br>Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 10 MVA par un de 36 MVA |

Sur la ZONE 1 les créations d'ouvrages prévues sont les suivantes :

| **Créations d'ouvrages** | **Consistance sommaire des travaux** | **Capacités créées (MW)** | **Coût par MW des ouvrages créés** |
|---|---|---|---|
| Création d'un poste source 225/20 kV en extension du poste 400/225 kV Biançon existant | Création d'un poste source sur le site électrique existant, équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW | 80 | 87 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste d'Entrevaux | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 67 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Valderoure | Ajout d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW | 80<br>Ajout ultérieur d'un 3ème transformateur 225/20 kV envisageable | 64 k€/MW |

# *Zone 2 : Littoral Varois et Centre-Var*

## Capacités retenues au regard des potentiels EnR identifiés

Comme indiqué en partie 4 et rappelé sur la carte ci-après, ce territoire bénéficie d'un potentiel photovoltaïque important, notamment sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …), conduisant à y prévoir environ 650 MW de capacité. Au regard de la localisation des potentiels identifiés, cette capacité se répartit pour l'essentiel entre la Métropole Toulonnaise (environ 250 MW) et le Centre-Var (environ 380 MW).

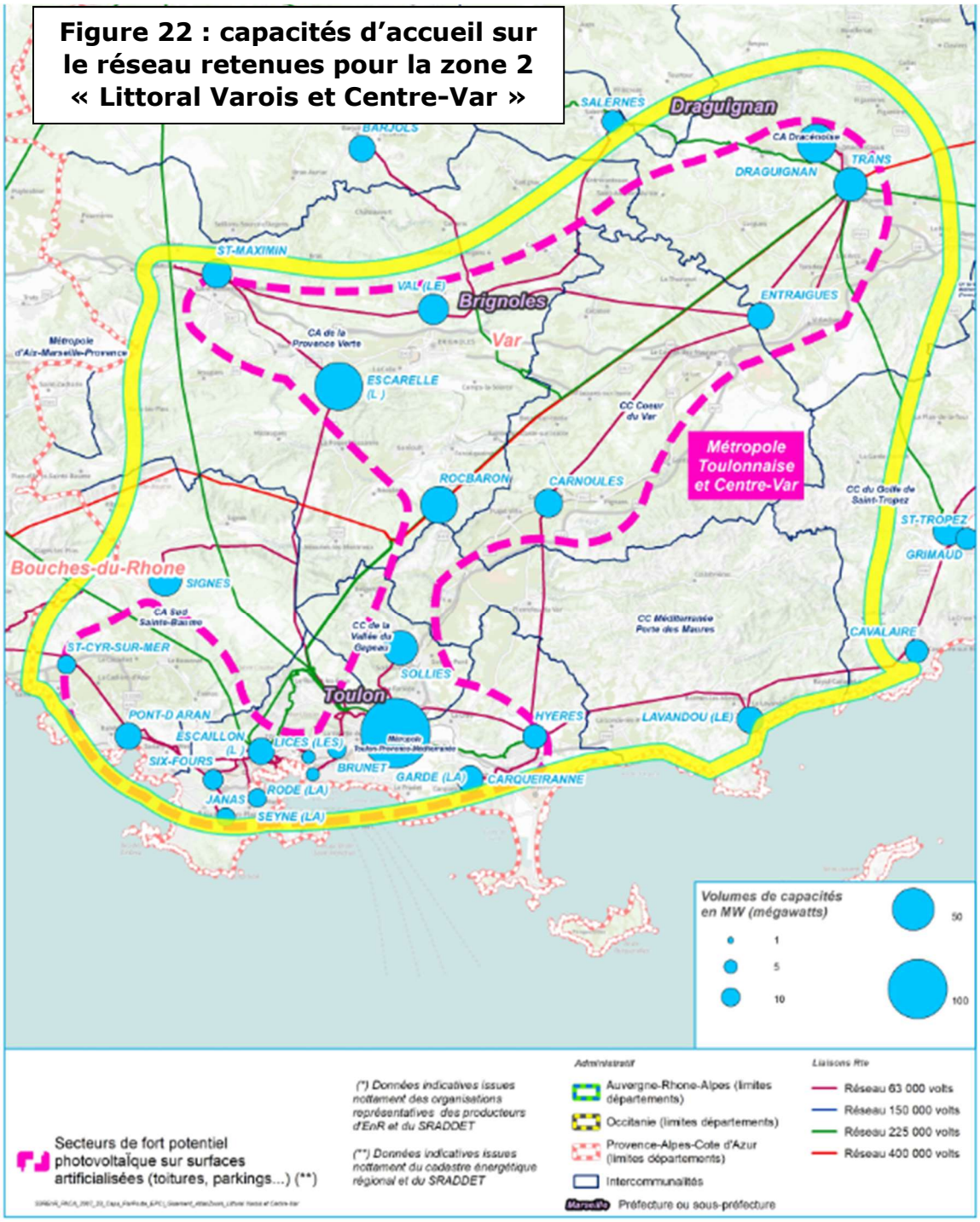



**Figure 22 : capacités d'accueil sur le réseau retenues pour la zone 2 « Littoral Varois et Centre-Var »**

## Stratégie électrique prévue

Sur la zone « Littoral Varois et Centre-Var », le réseau existant et son optimisation (via des solutions flexibles type automates) permettent d'offrir environ les 3/4 des capacités proposées pour l'accueil des EnR sur cette zone, soit environ 500 MW.

Néanmoins, la capacité structurellement insuffisante du réseau à 63 000 volts du Centre-Var nécessite des renforcements pour lever les contraintes de surcharge électrique et de transformation qui apparaissent, en particulier dans les secteurs de St Maximin, L'Escarelle, Signes et Coudon au sud.

Comme illustré page suivante, la stratégie prévue pour traiter ces contraintes est de :

1) doubler la liaison souterraine à 63 kV d'environ 4 km qui reliera St Maximin au futur poste 225/63 kV d'Ollières (projet en cours de réalisation à date de juin 2022),
2) créer une liaison à 2 circuits 63 kV d'environ 10 km entre les postes de Signes et du Castellet,
3) ajouter un transformateur 63/20 kV dans chacun des postes de St Maximin, Signes et L'Escarelle et, dans ce dernier remplacer le transformateur 63/20 kV par un transformateur de plus forte puissance.

Ces travaux permettent d'offrir au total environ 150 MW de capacités supplémentaires, en plus des 500 MW de capacités résiduelles et d'optimisation via les solutions flexibles, et ainsi d'atteindre les 650 MW prévus sur cette zone.

Ils sont complétés par l'ajout de ½ rames HTA dans les postes de Le Val, Rocbaron, St Cassien et Solliès.

Les investissements associés sont estimés à 29,8 M€, dont 20,1 M€ en renforcements et 9,7 M€ en création d'ouvrages (ajout de transformateurs 63/20 kV…). Ces derniers sont détaillés dans les tableaux ci-après.

A noté qu'il est prévu d'anticiper le génie civil du 2ème circuit 63 kV (prévu en souterrain) entre Ollières et St Maximin, ceci pour profiter de la synergie avec la création en cours du poste 225/63 kV d'Ollières et du 1er circuit 63 kV Ollières-St Maximin.

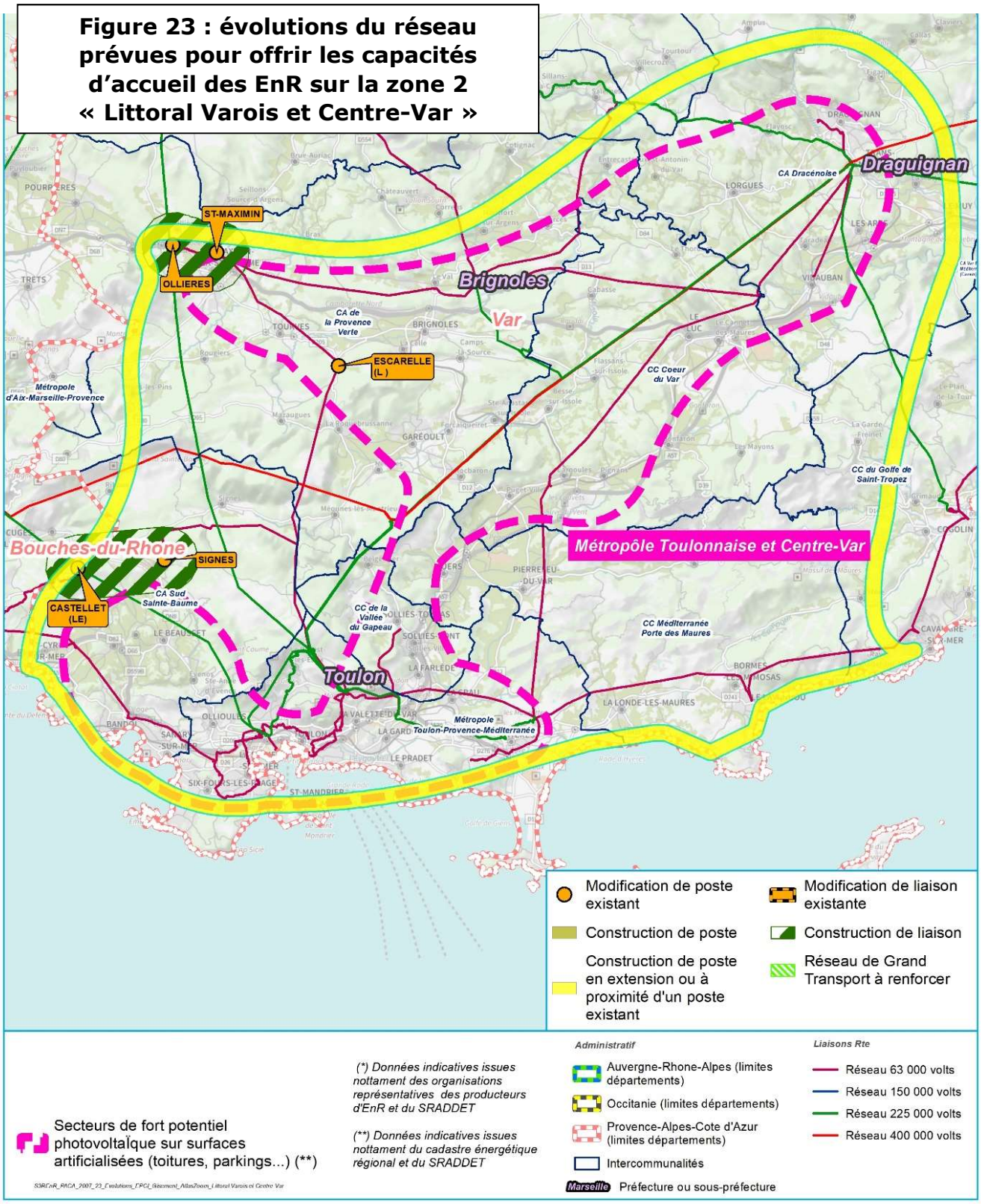
## Variantes envisagées et non retenues

Les principales variantes envisagées et non retenues sont :

- la création d'un échelon 63kV au futur poste 225/63 kV de Rocbaron (projet en cours de réalisation à date de juin 2022) et d'une liaison à 63 kV entre ce poste et celui de L'Escarelle au lieu de doubler la future liaison 63 kV Ollières-St Maximin. Cette solution n'a pas été retenue car le linéaire de liaison à réaliser est bien plus important (environ 15 km au lieu de 4 km) et elle nécessiterait de renforcer la ligne aérienne à 63 kV Coudon-Signes, soit près de 30 km traversant des secteurs à forts enjeux environnementaux,

- renforcer les lignes aériennes 63 kV existantes Escarelle-St Maximin et Coudon-Signes (environ 14 km) au lieu de réaliser la liaison 63 kV Castellet-Signes. Cette variante a été écartée en raison des enjeux environnementaux élevés sur certains tronçons (site classé du Coudon, site Natura 2000, Parc Naturel Régional de la Sainte Baume) et de sa moindre robustesse en termes de desserte électrique (risques d'incidents notamment d'origine météo sur les lignes aériennes existantes).

**Figure 23 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR sur la zone 2 « Littoral Varois et Centre-Var »**



## Synthèse des travaux sur la ZONE 2 « *Littoral Varois et Centre-Var* »

Sur la ZONE 2 les renforcements d'ouvrages prévus sont les suivants :

| Renforcements d'ouvrages | Consistance sommaire des travaux |
|---|---|
| Augmentation de la capacité du réseau HTB entre les postes de L'Escarelle, St Maximin, Le Val et Vins | Réalisation d'un second circuit 63kV d'environ 4 km entre le poste de St Maximin et le futur poste 225/63 kV d'Ollières (projet en cours de réalisation à date de juin 2022), ceci en mutualisant les travaux avec le 1er circuit 63 kV |
| Augmentation de la capacité du réseau HTB entre les postes de Coudon, Signes, L'Escarelle et St Maximin | Création d'une liaison à 2 circuits 63 kV d'environ 10 km entre les postes de Signes et Le Castellet + dépose d'environ 12 km de ligne aérienne 63 kV existante entre le poste de Signes et la ligne 63 kV reliant Coudon et L'Escarelle |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de l'Escarelle | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW par un transformateur de 36 MW |

Sur la ZONE 2 les créations d'ouvrages prévues sont les suivantes :

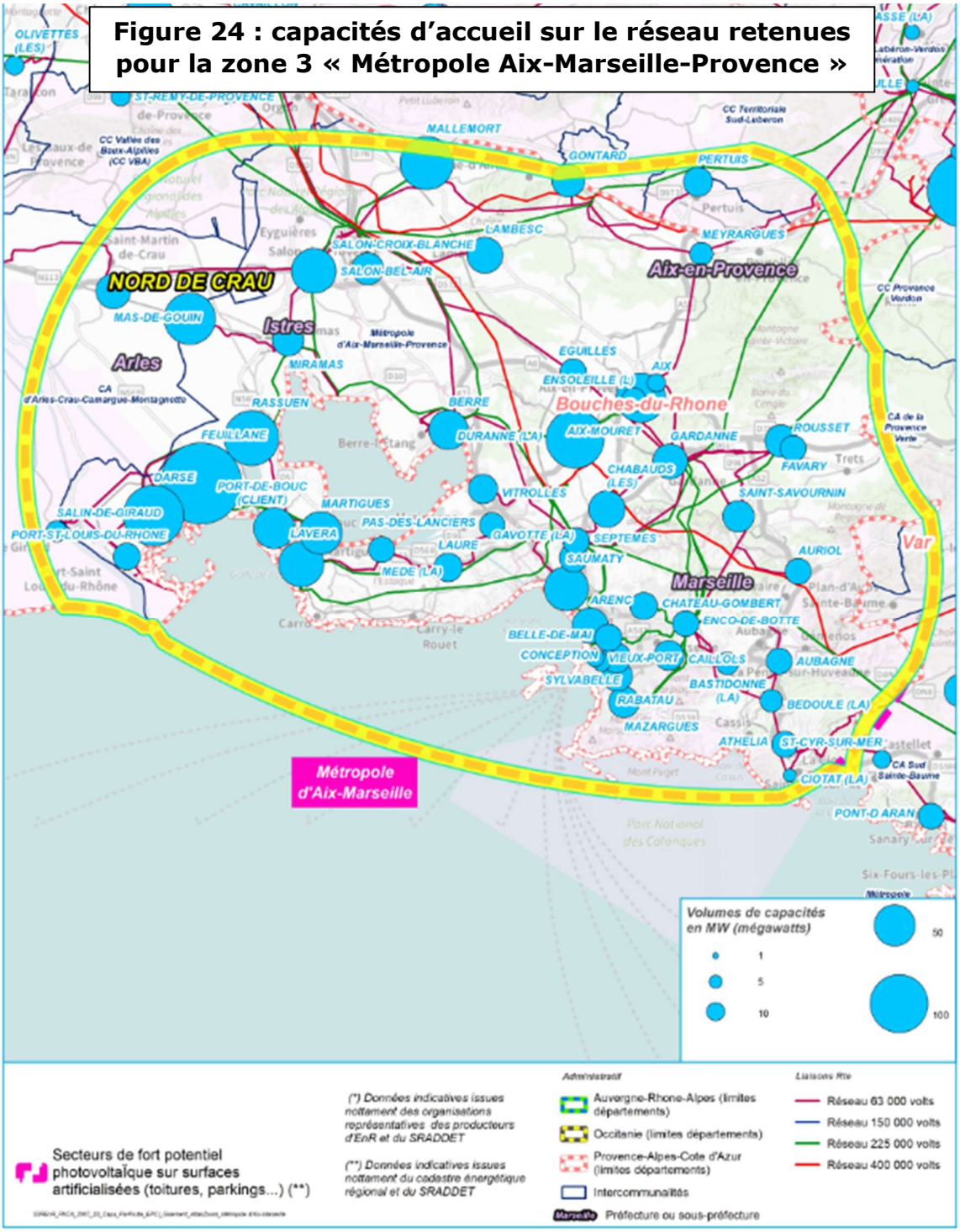
| Créations d'ouvrages | Consistance sommaire des travaux | Capacités créées (MW) | Coût par MW des ouvrages créés |
|---|---|---|---|
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de L'Escarelle | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 75 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de St Maximin | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW | 20 | 56 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Signes | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 86 k€/MW |

# *Zone 3 : Métropole Aix-Marseille-Provence*

## Rappel des capacités prévues au regard des potentiels EnR identifiés

Comme indiqué en partie 4 et rappelé sur la carte ci-après, ce territoire bénéficie d'un potentiel très important pour des installations photovoltaïques sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …), conduisant à prévoir environ 1900 MW de capacité. Au regard de la localisation des potentiels identifiés, cette capacité se répartit pour l'essentiel entre le secteur d'Aix-en-Provence et Gardanne (environ 220 MW), le pourtour Sud et Est de l'étang de Berre (environ 300 MW), la zone de Fos-sur-Mer (environ 330 MW), les secteurs d'Istres-Salon-de-Provence (environ 270 MW), de Marseille-Allauch-Aubagne (environ 380 MW) et de la Durance (environ 160 MW).

**Figure 24 : capacités d'accueil sur le réseau retenues pour la zone 3 « Métropole Aix-Marseille-Provence »**



## Stratégie électrique prévue

Sur la zone « Métropole Aix-Marseille-Provence », le réseau existant et son optimisation (via des solutions flexibles type automates) permettent d'offrir environ les 3/4 des capacités retenues pour l'accueil des EnR sur cette zone, soit près de 1400 MW.

Au-delà, certaines contraintes nécessitent des travaux de renforcement ou de développement du réseau. Il s'agit des capacités de transformation insuffisantes des postes situés dans les secteurs suivants :

1) zone de Fos-sur-Mer : postes 225/63/20 kV de Darse et Feuillane et 63/20 kV de Port-St-Louis-du-Rhône,
2) Côte Bleue : poste 63/20 kV de Lavéra,
3) secteur Durance : poste 63/20 kV de Mallemort,
4) secteur Istres – Salonnais : postes 63/20 kV de Mas-de-Gouin, Rassuen, Salon-Bel-Air et Miramas.

Comme illustré page suivante, la stratégie prévue pour traiter ces contraintes est :

1) l'installation au poste de Darse d'une transformation 225/20 kV et le remplacement d'un transformateur 63/20 kV pour créer au total 100 MW de capacité d'accueil,
2) L'installation dans le poste existant de Feuillane d'une transformation 225/20 kV et d'un transformateur 63/20 kV, pour créer environ 200 MW de capacité,
3) Le remplacement de transformateurs 63/20 kV par de plus puissants aux postes de Port-St-Louis, Lavéra et Mallemort, et l'ajout d'un transformateur 63/20 kV dans ce dernier poste, pour créer au total 80 MW de capacité,
4) L'ajout d'un transformateur 63/20 kV au poste de Miramas, le remplacement d'un transformateur 225/20 kV par un plus puissant au poste de Salon-Bel-Air et la création d'un poste à 1 transformateur 225/20 kV « Nord-de-Crau », situé entre St-Martin-de-Crau et Istres et raccordé par une liaison 225 kV de 15 à 20 km au poste de Rassuen. Ces ouvrages permettent de créer au total 140 MW de capacité.

Ces travaux permettent d'offrir au total environ 520 MW de capacités supplémentaires, s'ajoutant aux près de 1400 MW de capacités résiduelles et d'optimisation via les solutions flexibles, et ainsi d'atteindre les 1850 MW prévus sur cette zone.

Ils sont complétés par l'ajout de ½ rames HTA dans les postes de La Duranne, Gardanne, Gontard et Rassuen.

Les investissements associés sont estimés à 56,9 M€, dont 4,9 M€ en renforcements et 52 M€ en créations d'ouvrages (ajouts de transformations et création du poste « Nord-de-Crau »). Ces derniers sont détaillés dans les tableaux ci-après.

A noter que l'ajout ultérieur d'un 2ème transformateur 225/20 kV au poste « Nord-de-Crau » est possible, ce qui permettrait d'offrir respectivement 80 MW de capacités d'accueil supplémentaires sur ce secteur. Cet ajout pourrait être envisagé si le développement futur des EnR sur le secteur le justifie, via les dispositifs d'évolution du schéma (adaptation locale, mécanisme de transfert de capacité entre postes …).

Par ailleurs, l'ajout d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW est prévu au poste de Mas-de-Gouin afin de répondre au besoin de raccordement de projets EnR en cours sur ce secteur. Cette opération, qui fait partie de l'adaptation du schéma précédent, est intégrée dans l'état initial de la présente révision dans la mesure où les travaux sont engagés.

**Figure 25 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR sur la zone 3 « Métropole Aix-Marseille-Provence »**

## Variantes envisagées et non retenues

Les principales variantes envisagées concernent :

- l'augmentation de la capacité du poste existant 63/20 kV de Mas-de-Gouin plutôt que la création du poste « Nord-de-Crau » : cette variante nécessiterait d'y ajouter plusieurs transformateurs, ce qui se heurterait au manque de place disponible dans ce poste situé dans un environnement naturel sensible, et à la capacité de transit insuffisante des lignes 63 kV qui l'alimentent depuis Arles et Salon-de-Provence. Il serait nécessaire de renforcer voire de reconstruire ces liaisons sur plusieurs dizaines de km, à travers des milieux naturels sensibles. Par ailleurs, cette variante est moins évolutive en termes de puissance que la solution à 225 kV proposée,

- le raccordement du futur poste « Nord-de-Crau » :
  - son raccordement au poste d'Arles plutôt qu'à celui de Rassuen conduirait à réaliser les ouvrages en 63 kV puisque le poste d'Arles est éloigné du réseau 225 kV. Cette variante est similaire à la solution proposée en terme de coût mais elle est moins évolutive (le réseau 63 kV côté Arles offre moins de capacité que le réseau 225 kV côté Rassuen) et elle est moins adaptée à la localisation du potentiel EnR, majoritairement situé sur l'est de la zone dans les secteurs Miramas/Istres. Le raccordement du poste présenterait par ailleurs un linéaire supplémentaire de l'ordre de 5 km pour la liaison à réaliser dans un territoire à forts enjeux naturels et agricoles,
  - le raccordement sur la liaison existante 225 kV entre Rassuen, Salon-Bel-Air et St Chamas présenterait un linéaire équivalent voire supérieur dans un environnement naturel sensible. Par ailleurs cette variante est moins évolutive car l'ajout ultérieur d'un 2ème transformateur au poste « Nord-de-Crau » nécessiterait la réalisation d'une 2ème liaison de raccordement afin d'assurer des conditions satisfaisantes d'acheminement de l'électricité produite. Le raccordement directement au poste de Salon-Bel-Air serait quant à lui d'un linéaire plus important en zone urbanisée (agglomération de Salon-de-Provence) et dans des secteurs à sensibilité environnementale,
  - le raccordement au poste de Rassuen en 63 kV plutôt qu'en 225 kV se heurte au problème pour réaliser les ouvrages 63 kV nécessaires dans ce poste compte tenu de sa configuration, du manque de place et des contraintes techniques et foncières pour étendre ce poste. De plus cette variante est moins évolutive en termes de puissance que la solution à 225 kV proposée,

- l'ajout de transformateurs 63/20 kV plutôt que des 225/20 kV plus onéreux dans les postes de Darse et Feuillane : ceci génèrerait des contraintes fortes sur les transformateurs 225/63 kV de ces postes ainsi que sur les lignes 63 kV qui les relient, nécessitant des renforcements complémentaires significatifs,

- le remplacement des transformateurs 225/63 kV des postes de Darse et Feuillane par des transformateurs de plus forte puissance : cela nécessiterait de renforcer une dizaine de km de liaisons 63 kV entre les postes de Darse, Feuillane et Malebarge. Cette variante a été écartée en raison d'une ampleur des travaux et d'un coût nettement plus élevés et d'une sensibilité environnementale plus forte.

## Synthèse travaux sur la ZONE 3 « *Métropole Aix-Marseille-Provence* »

Sur la ZONE 3 les renforcements d'ouvrages prévus sont les suivants :

| **Renforcements d'ouvrages** | **Consistance sommaire des travaux** |
|---|---|
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Darse | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW par un de 36 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Lavera | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW par un de 36 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Port St Louis | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW par un de 36 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Salon Bel Air | Remplacement d'un transformateur 225/20 kV de 40 MW par un de 70 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Mallemort | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW par un de 36 MW |

Sur la ZONE 3 les créations d'ouvrages prévues sont les suivantes :

| **Créations d'ouvrages** | **Consistance sommaire des travaux** | **Capacités créées (MW)** | **Coût par MW des ouvrages créés** |
|---|---|---|---|
| Création du poste source 225/20 kV « Nord-de-Crau » | Création d'un poste source, équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW, et de son raccordement au poste de Rassuen par une liaison 225 kV de 15 à 20 km | 80<br>Ajout ultérieur d'un 2ème transformateur 225/20 kV envisageable | 360 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Darse | Création dans le poste existant d'une transformation 225/20 kV équipée d'un transformateur de 80 MW. | 80 | 50 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Feuillane | Création dans le poste existant d'une transformation 225/20 kV avec 2 transformateurs de 80 MW<br>Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 160 + 36 | 53 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste Mallemort | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW et d'une ½ rame HTA | 36 | 89 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Miramas | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 47 k€/MW |

# *Zone 4 : Vaucluse et Pays d'Arles*

## Rappel des capacités retenues au regard des potentiels EnR identifiés

Comme indiqué en partie 4 et rappelé sur la carte ci-après, les principaux potentiels EnR identifiés sur cette zone se concentrent sur les 2 territoires suivants :

- Potentiels photovoltaïques sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …) dans les secteurs urbanisés de la vallée du Rhône et de la Basse Durance, pour lesquels une capacité d'accueil sur le réseau d'environ 1100 MW est prévue (dont environ 700 MW concentrés sur le secteur Chateaurenard-Avignon-Carpentras-Cavaillon),
- Perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol sur le plateau d'Albion, pour lequel une capacité d'accueil de 80 MW est retenue au schéma.

Ainsi la capacité d'accueil globale prévue sur cette zone est d'environ 1200 MW.

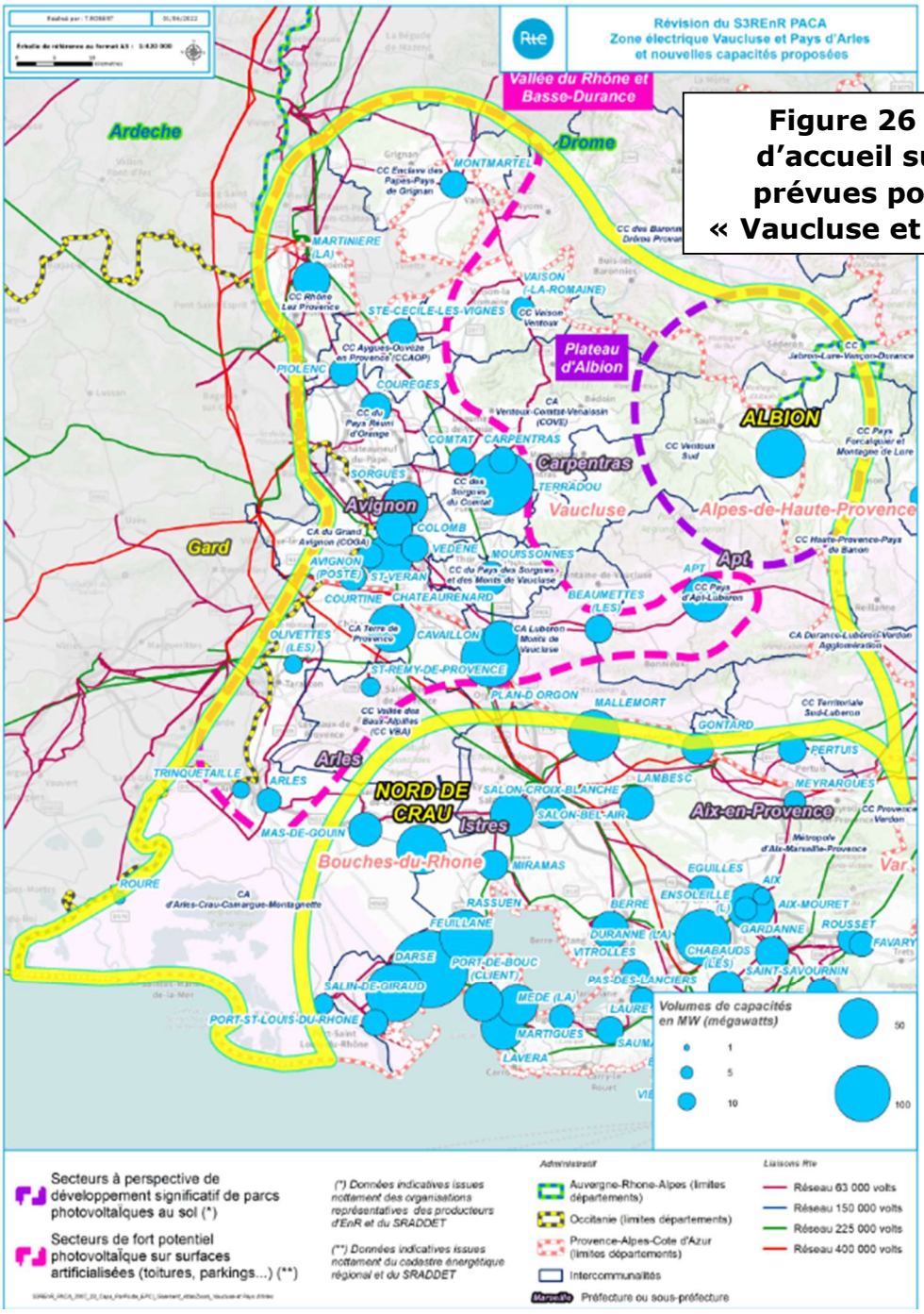



**Figure 26 : capacités d'accueil sur le réseau prévues pour la zone 4 « Vaucluse et Pays d'Arles »**

## Stratégie électrique prévue

Sur la zone « Vaucluse et Pays d'Arles », le réseau existant et son optimisation (via des solutions flexibles type automates) permettent d'offrir environ 70 % des capacités retenues pour l'accueil des EnR sur cette zone, soit un peu plus de 800 MW.

Au-delà, certaines contraintes structurelles nécessitent des travaux de renforcement ou de développement du réseau pour le bon acheminement de l'électricité produite. Il s'agit :

1) d'une capacité de transformation insuffisante aux postes d'Apt, Chateaurenard, Colomb, Martinière, Plan d'Orgon et Terradou,
2) de l'absence de réseau de transport d'électricité (tension supérieure à 45 kV) sur le plateau d'Albion, dont le réseau de distribution actuel ne dispose plus de capacité pour y raccorder de nouveaux sites de production EnR. Il s'agit en particulier du poste existant 20 kV de Reilhanette, raccordé au réseau 63 kV à Vaison-la-Romaine, dont les capacités sont déjà saturées par les installations en service.

Il est à noter qu'en raison d'une évolution du réseau décidée récemment sur le secteur d'Apt, il n'y a plus de surcharge électrique identifiée sur le réseau à 63 kV entre Sainte Tulle, Apt et Beaumettes ni dans le secteur de Cavaillon et Plan d'Orgon. Cette évolution du réseau, prévue à l'horizon 2027, fait partie de la politique de renouvellement du réseau distincte du présent schéma.

Comme illustré page 82, la stratégie prévue pour traiter les contraintes ci-avant est :

1) ajouter un transformateur 225/20 kV dans les postes de Plan d'Orgon et Terradou pour créer au global environ 160 MW de capacité,
2) remplacer un transformateur 225/20 kV par un plus puissant au poste de Chateaurenard et ajouter un transformateur 63/20 kV aux postes d'Apt, Colomb et La Martinière pour offrir au global environ 130 MW de capacité supplémentaire,
3) créer un poste 225/20 kV équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW sur le plateau d'Albion, pour desservir le potentiel EnR sur un rayon d'environ 20 km couvrant le secteur de Sault dans le Vaucluse, ainsi que le nord-ouest des Alpes-de-Haute-Provence (pays de Banon) et le sud de la Drôme (secteurs de Séderon et Reilhanette). Le raccordement de ce poste est prévu à Terradou via la réalisation d'une liaison à 225 kV d'environ 55 à 60 km. Cette liaison sera dimensionnée pour une capacité de transit de 300 MW afin d'être en mesure de répondre aux besoins de raccordement à moyen et long terme sur cette zone. Le cas échéant le réseau amont 225 kV sera renforcé en conséquence sur le secteur de Terradou, notamment la ligne de 44 km entre Bollène et Terradou (hors présent schéma).

Ces travaux permettent de créer au total environ 370 MW de capacités, s'ajoutant aux plus de 800 MW de capacités résiduelles et d'optimisation du réseau existant, ceci pour atteindre les 1200 MW de capacités d'accueil prévus sur cette zone.

Ils sont complétés par l'ajout de ½ rames HTA dans les postes de Colomb, Chateaurenard, La Martinière, Plan d'Orgon, Piolenc, Pertuis, Sorgues et Terradou.

Les investissements associés sont estimés à 108,1 M€, dont 2,1 M€ en renforcements et 106 M€ en créations d'ouvrages. Ces travaux sont détaillés dans les tableaux ci-après. Pour mémoire ce sont les futurs projets EnR qui déclencheront la réalisation des travaux d'adaptation du réseau nécessaires à leur raccordement.

## Variantes envisagées et non retenues

Les principales variantes envisagées et non retenues concernent la desserte du plateau d'Albion.

En effet, compte tenu de l'ampleur des infrastructures à réaliser, 2 autres options avaient été envisagées dans le schéma soumis à la consultation des parties prenantes et à la concertation préalable, qui se sont tenues de fin 2020 à début 2021 :

- créer un poste 225/20 kV sur le plateau d'Albion mais raccordé à Plan d'Orgon, via une liaison d'une soixantaine de km,
- reporter la desserte du plateau d'Albion ; et donc la création de la capacité d'accueil sur cette zone ; à une révision ultérieure du schéma soit au-delà de 2030.

Comme mentionné précédemment, l'option de création du poste 225/20 kV du plateau d'Albion a été retenue au regard des avis et contributions reçus, qui ont confirmé le potentiel et la dynamique de développement des EnR sur cette zone. La capacité d'accueil réservée au titre du présent schéma a été adaptée à 80 MW au lieu des 180 à 300 MW envisagés précédemment, ceci compte tenu des potentiels photovoltaïques sur surfaces anthropisées (toitures, parkings ...) identifiés sur ce secteur et des enjeux paysagers, agricoles et naturels mentionnés dans les contributions reçues. L'option de raccordement du poste à Terradou a été retenue plutôt qu'à Plan d'Orgon, notamment afin de réduire le linéaire de liaison à 225 kV à réaliser dans des secteurs à enjeux environnementaux.

Pour mémoire, une autre option de raccordement du poste côté est, sur le réseau 225 kV de la Durance, avait été envisagée initialement puis écartée. En effet la liaison 225 kV à réaliser présenterait un linéaire similaire au raccordement en vallée du Rhône mais cela induirait un besoin de renforcement plus important de l'axe 225 kV en Durance (cf. zone électrique 5 décrite ci-après), se traduisant par des travaux supplémentaires de grande ampleur sur cet axe situé dans un secteur à enjeux environnementaux (Parc Naturel Régional du Lubéron, sites Natura 2000 …).

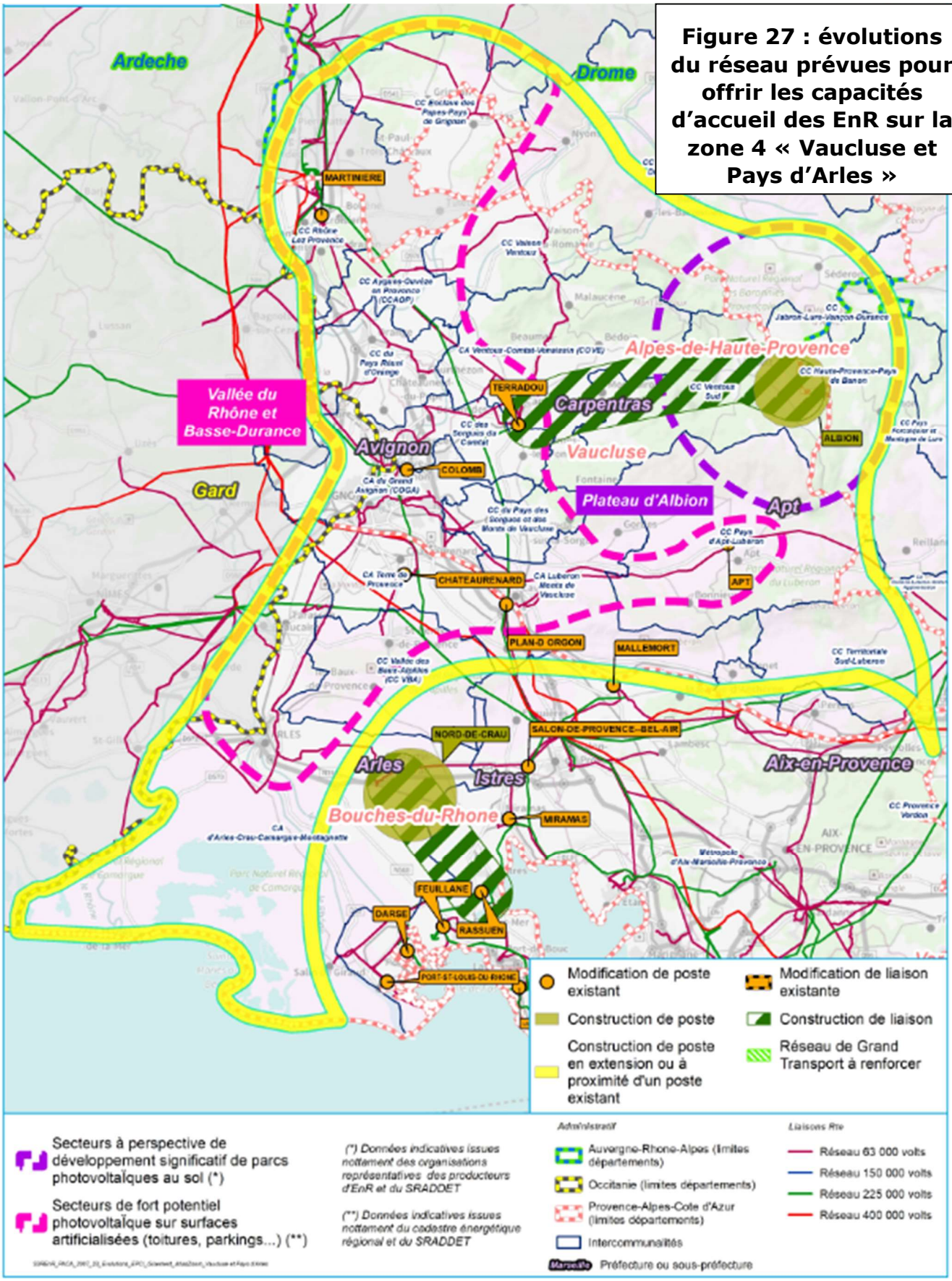



**Figure 27 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR sur la zone 4 « Vaucluse et Pays d'Arles »**

## Synthèse des travaux sur la ZONE 4 « *Vaucluse et Pays d'Arles* »

Sur la ZONE 4 les renforcements d'ouvrages prévus sont les suivants :

| Renforcements d'ouvrages | Consistance sommaire des travaux |
|---|---|
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Chateaurenard | Remplacement d'un transformateur 225/20 kV de 40 MW par un transformateur de 80 MW |

Sur la ZONE 4 les créations d'ouvrages prévues sont les suivantes :

| Créations d'ouvrages | Consistance sommaire des travaux | Capacités créées (MW) | Coût par MW des ouvrages créés |
|---|---|---|---|
| Création du poste 225/20 kV « Albion » | Création d'un poste équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW et de son raccordement au poste de Terradou par une liaison 225 kV d'environ 55 km | 80 (liaison de raccordement dimensionnée à 300 MW et ajout ultérieur d'un 2ème voire d'un 3ème transformateur envisageable) | 1,1 M€/MW (297 k€/MW dans une optique long terme de 300 MW) |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Terradou | Ajout d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW | 80 | 47 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste Plan d'Orgon | Ajout d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW | 80 | 37 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Colomb | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 67 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste d'Apt | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 58 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de La Martinière | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW | 20 | 140 k€/MW |

# *Zone 5 : Haute-Provence et Verdon*

## Rappel des capacités retenues au regard des potentiels EnR identifiés

Comme indiqué en partie 4 et rappelé sur la carte ci-après, les principaux potentiels EnR identifiés sur cette zone se concentrent sur les 2 territoires suivants :

- Potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures, parkings …) dans les secteurs urbanisés de la Moyenne-Durance (agglomérations de Manosque, Château Arnoux – St Auban, Digne et Sisteron), pour lesquels une capacité d'accueil sur le réseau d'environ 200 MW est prévue,
- Perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol sur le territoire de la Haute-Provence, pour lequel une capacité d'accueil d'environ 700 MW est retenue, se répartissant entre la Moyenne-Durance (environ 300 MW), le Sud-Valensole (environ 200 MW) et le Haut-Var (environ 200 MW).

Ainsi la capacité d'accueil globale retenue sur cette zone est d'environ 950 MW.

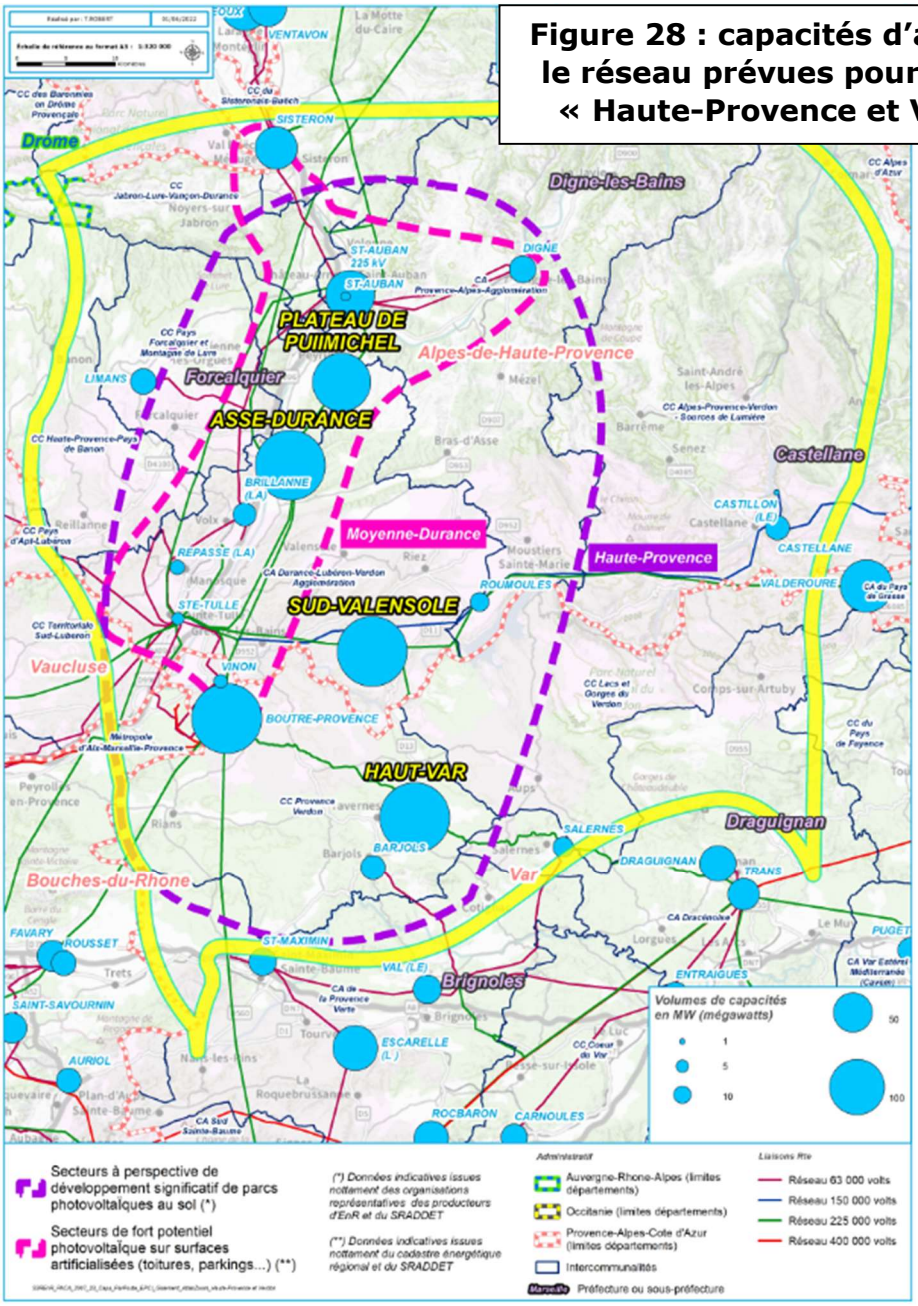



**Figure 28 : capacités d'accueil sur le réseau prévues pour la zone 5 « Haute-Provence et Verdon »**

## Stratégie électrique prévue

Sur la zone « Haute-Provence et Verdon », le réseau existant est en voie de saturation et ne dispose plus de capacité d'accueil compte tenu du volume de production déjà en service ou en développement. Cette situation a conduit RTE à réaliser une adaptation du schéma précédent, entrée en vigueur le 4 octobre 2021.

Ainsi, les capacités résiduelles et les optimisations du réseau existant permettent d'offrir environ 10 % des 950 MW de capacités retenues pour l'accueil des EnR sur cette zone.

Pour les 90 % restants, des travaux de renforcement ou de développement du réseau sont nécessaires afin de lever les contraintes structurelles suivantes :

1) surcharges électriques sur le réseau à 225 kV de grand transport nord-sud entre les postes 400/225 kV de Champagnier (en Isère au sud de Grenoble) et de Boutre (secteur de Cadarache au sud de Manosque). Ces contraintes portent en particulier sur les liaisons situées en vallée de la Durance, entre les postes électriques de Sisteron et Boutre. Ce réseau ne dispose pas de la capacité suffisante pour acheminer les volumes d'EnR envisagés dans cette zone « Haute-Provence – Verdon » (1100 MW de capacités proposées) et dans la zone 6 « Hautes-Alpes et vallée de l'Ubaye » décrite dans la suite du présent document (600 à 700 MW de capacités prévues). En effet, au-delà de la consommation électrique locale, la majeure partie de la production EnR devra être transportée vers les lieux de plus forte consommation, en particulier les zones plus urbanisées de Grenoble au nord et du littoral et de la vallée du Rhône au sud,
2) capacités de transformation et possibilités de raccordement de production insuffisantes sur les postes électriques existants de l'ensemble de la zone électrique.

Comme illustré sur la carte en page 87, la stratégie prévue est la suivante (les ouvrages prévus dans l'adaptation du schéma précédent sont repérés par un (*)) :

1) pour résoudre les contraintes structurelles du réseau 225 kV entre les postes 400/225 kV de Champagnier (Sud-Isère) et de Boutre (secteur Cadarache) :
   - (*) installer au poste de Champagnier un autotransformateur 400/225 kV et un équipement de régulation des flux électriques de manière à augmenter le volume d'EnR acheminé vers le nord et soulager ainsi les surcharges sur le réseau 225 kV en Durance. La capacité d'accueil supplémentaire générée par ces travaux est d'environ 300 MW (non cumulable avec les capacités créées ci-après par les renforcements et créations de postes sur cette zone),
   - renforcer l'axe 225 kV d'environ 70 km entre les postes électriques de Sisteron et Boutre, en s'appuyant sur les lignes 225 kV existantes entre ces 2 postes, et installer un autotransformateur 400/225 kV au poste de Boutre. La capacité d'accueil supplémentaire générée par ces travaux est d'environ 600 MW (non cumulable avec les capacités créées sur cette zone indiquées ci-après),
2) pour augmenter les capacités de transformation et les possibilités de raccordement de production sur l'ensemble de la zone :
   - en Moyenne-Durance, il est prévu de créer 540 MW de capacité via :
     - le remplacement de 2 transformateurs 63/20 kV par de plus puissants au poste de Sisteron, afin de créer environ 30 MW de capacité,

- (*) la création d'un poste 225 kV « Plateau-de-Puimichel », en extension ou à proximité du poste 225 kV existant « Les Mées » (entre Oraison et St Auban), pour créer 110 MW de capacité,
- la création des postes 225/20 kV « Asse-Durance » et « Boutre-Provence », en extension ou à proximité des postes 225 kV existants d'Oraison et de Boutre, pour créer 160 MW de capacité chacun,

- dans le Sud-Valensole, il est prévu de créer 160 MW de capacité via la création du poste 225/20 kV « Sud-Valensole », au sud de la commune éponyme, raccordé sur la ligne à 225 kV reliant les postes de Quinson et de Sainte Tulle, équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MW.
- dans le Haut-Var, il est prévu de créer 160 MW de capacité, via un nouveau poste 225/20 kV au nord-est de Barjols, raccordé sur la liaison à 225 kV existante reliant les postes de Boutre et de Trans-en-Provence.

Ces travaux, complétés par l'ajout d'une ½ rame HTA au poste de Castellane, permettent d'offrir au total environ 800 MW de capacités supplémentaires, auxquels s'ajoutent les 80 MW de capacités générés par la création d'une transformation 225/20 kV au poste existant de Saint Auban. Cette opération, inscrite à l'adaptation du schéma précédent, est intégrée à l'état initial de la présente révision dans la mesure où ses travaux sont engagés.

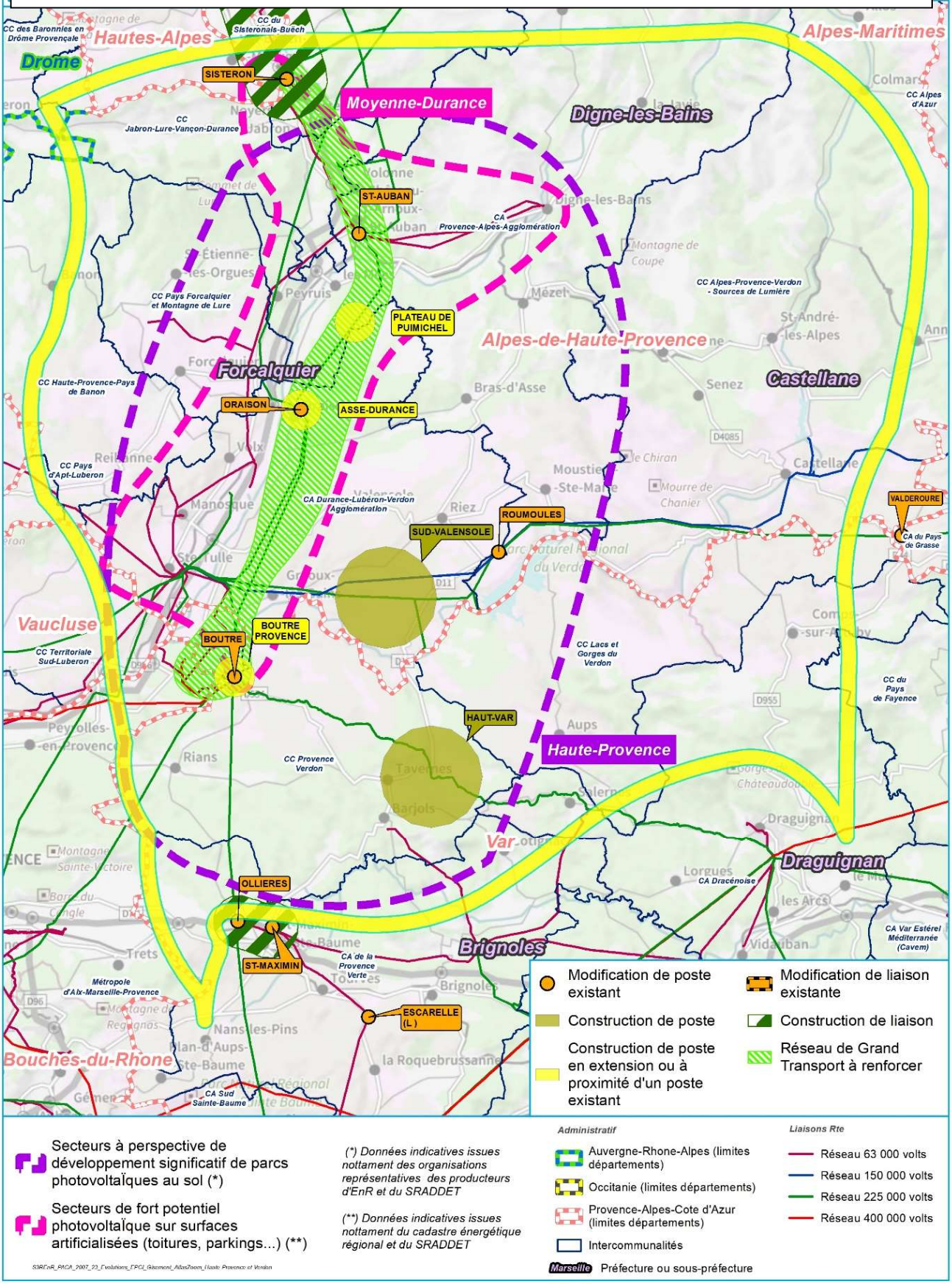
Dans une logique d'optimisation technico-économique et environnementale, les nouveaux ouvrages électriques sont autant que possible regroupés avec ceux du réseau existant. Ainsi, sur les 5 postes à créer, 3 sont situés en extension ou à proximité d'un poste existant et les 2 autres sont prévus à proximité d'une liaison électrique existante afin de réduire très fortement le linéaire de liaison de raccordement à réaliser.

Dans la même logique, la solution de créer un seul poste 225/20 kV « Haut-Var » et de mutualiser ses capacités avec le poste 63/20 kV existant de Salernes est privilégiée par rapport à l'option envisagée initialement de créer 2 postes 225/20 kV sur ce secteur.

Les investissements associés sont estimés à 282,6 M€, dont 190,8 M€ en renforcements et 91,8 M€ en créations d'ouvrages (ajouts de transformateurs et création de postes). Ces derniers sont détaillés dans les tableaux ci-après.

Comme mentionné en partie 4, à la suite de la phase de consultation des parties prenantes et de concertation préalable, qui s'est tenue de novembre 2020 à février 2021, la répartition de la capacité d'accueil entre zones rurales et zones urbanisées a été ajustée, notamment pour mieux tenir compte des enjeux paysagers, agricoles et naturels. Ainsi, la capacité d'accueil réservée au poste de Roumoules est désormais de 12 MW au lieu de 94 MW envisagés précédemment et l'ajout d'un transformateur 225/20 kV dans ce poste n'est plus inscrit dans le présent schéma révisé. Si le développement effectif des EnR sur ce secteur le nécessite, l'ajout ultérieur de ce transformateur reste possible. De même l'ajout ultérieur d'un transformateur supplémentaire de 80 MW est possible dans les nouveaux postes prévus « Asse-Durance », « Sud-Valensole », « Plateau-de-Puimichel », « Boutre-Provence » et « Haut-Var ». Cet ajout pourrait être envisagé via les dispositifs d'évolution du schéma (transferts de capacités entre postes adaptation locale ou nouvelle révision du schéma si nécessaire).

**Figure 29 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR sur la zone 5 « Haute-Provence et Verdon »**



## Variantes envisagées et non retenues

Les principales variantes envisagées et non retenues sont :

- pour résoudre les contraintes structurelles du réseau 225 kV entre les postes électriques 400 kV de Champagnier (Sud-Isère) et Boutre (secteur Cadarache) :
    - renforcer l'axe 225 kV au nord de Sisteron plutôt qu'entre Sisteron et Boutre au sud : outre le linéaire important de liaisons à renforcer (environ 120 km entre Sisteron et Champagnier) dans des secteurs à enjeux (sites Natura 2000, proximité du Parc National des Ecrins), cela génèrerait des contraintes fortes sur le réseau de grand transport en Isère au nord de Champagnier. Pour ces raisons cette variante a été écartée.
    - créer une évacuation de la production en Durance vers le réseau de forte capacité en vallée du Rhône, via un nouvel axe 225 kV entre Sisteron et Plan d'Orgon : cette variante permettait d'envisager une mutualisation avec la desserte du plateau d'Albion (décrite dans la zone électrique précédente). Néanmoins, la liaison 225 kV à réaliser entre Sisteron et le plateau d'Albion présenterait un linéaire similaire au renforcement proposé de l'axe 225 kV entre Sisteron et Boutre (environ 70 km), ceci dans un secteur à enjeux environnementaux (Parc Naturel Régional des Baronnies Provençales…). De plus, compte tenu du volume élevé de production à évacuer, il ne serait pas possible de mutualiser avec la liaison à 225 kV envisagée entre le plateau d'Albion et Plan d'Orgon. Il serait alors nécessaire soit de créer un axe dimensionné en 400 kV, soit une 2ème liaison de plus de 60 km entre ces 2 points. Pour ces raisons cette variante n'a pas été retenue,
- concernant les évolutions proposées dans le Sud-Valensole : la principale variante envisagée consistait à créer en plus une liaison 225 kV entre le futur poste « Sud-Valensole » et celui de Boutre afin de créer environ 130 MW de capacité d'accueil supplémentaire. Cette liaison de plus de 25 km s'inscrivait dans un territoire à forts enjeux (PNR du Verdon, Site Natura 2000, relief prononcé). Au regard de ces enjeux environnementaux et de l'ampleur des travaux à réaliser, cette liaison n'a pas été retenue dans la présente révision du schéma. Suivant le développement effectif des EnR sur cette zone, elle pourrait le cas échéant être réexaminée ultérieurement.
- concernant les ouvrages proposés dans le Haut-Var : la principale variante envisagée était la création de 2 postes 225/20 kV situés sur les parties Est et Ouest de la zone à desservir. Outre le surcoût associé à la création d'un poste supplémentaire, cela impliquerait de réaliser des ouvrages dans des secteurs où les enjeux environnementaux identifiés sont plus élevés (PNR du Verdon, sites Natura 2000). Pour ces raisons cette variante a été écartée.

## Synthèse des travaux pour la ZONE 5 « *Haute-Provence et Verdon* »

Pour la ZONE 5 les renforcements d'ouvrages prévus sont les suivants :

| **Renforcements d'ouvrages** | **Consistance sommaire des travaux** |
|---|---|
| Modification du poste de Champagnier (Isère) | Installation d'un dispositif de régulation des flux 400/225 kV |
| Augmentation de la capacité du réseau HTB de grand transport entre les postes de Sisteron et Boutre | Renforcement de l'axe 225 kV entre les postes de Sisteron et Boutre, sur une longueur d'environ 70 km et travaux associés dans les postes. |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Sisteron | Remplacement de deux transformateurs 63/20 kV de 20 MW par des transformateurs de 36 MW |

Pour la ZONE 5 les créations d'ouvrages prévues sont les suivantes :

| **Créations d'ouvrages** | **Consistance sommaire des travaux** | **Capacités créées (MW)** | **Coût par MW des ouvrages créés** |
|---|---|---|---|
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Champagnier (Isère) | Ajout d'un transformateur 400/225 kV de 600 MW | 300 | 26 k€/MW |
| Création du poste 225/20 kV Asse-Durance | Création d'un poste source en extension ou à proximité du poste Oraison existant, équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MW | 160<br>Ajout ultérieur d'un 3ème transformateur envisageable | 118 k€/MW |
| Création du poste 225/20 kV Boutre - Provence | Création d'un poste source en extension ou à proximité du poste Boutre existant, équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MW | 160<br>Ajout ultérieur d'un 3ème transformateur envisageable | 84 k€/MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Boutre | Ajout d'un transformateur 400/225 kV de 600 MW | 600 | 10 k€/MW |
| Création du poste 225/20 kV Haut-Var | Création d'un poste source équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MW, raccordé en coupure sur la liaison 225 kV Boutre-Trans | 160<br>Ajout ultérieur d'un 3ème transformateur envisageable | 94 k€/MW |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Création du poste 225/20 kV Sud-Valensole | Création d'un poste source équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MW, raccordé en piquage sur la liaison 225 kV entre St Tulle et Quinson par une liaison d'environ 3 km | 160<br>Ajout ultérieur d'un 3ème transformateur envisageable | 155 k€/MW |
| Création du poste 225 kV Plateau de Puimichel | Création d'un poste 225 kV en extension ou à proximité du poste Les Mées existant, raccordé sur la liaison 225 kV Oraison- St Auban | 110<br>Ajout ultérieur d'un transformateur 225/20 kV envisageable | 50 k€/MW |

# *Zone 6 : Hautes-Alpes et vallée de l'Ubaye*

## Rappel des capacités retenues au regard des potentiels EnR identifiés

Comme indiqué en partie 4 et rappelé sur la carte ci-après, les principaux potentiels EnR identifiés sur cette zone se concentrent sur les 2 territoires suivants :

- Potentiel photovoltaïque sur surfaces artificialisées (toitures…) des secteurs urbanisés du Gapençais et de la Haute-Durance (agglomérations de Gap, Embrun, Briançon) pour lequel une capacité d'accueil d'environ 200 MW est retenue,
- Perspectives de développement de parcs photovoltaïques au sol sur le Buëch-Rosanais, pour lequel une capacité d'accueil d'environ 450 MW est retenue.

Ainsi la capacité d'accueil globale retenue sur cette zone est d'environ 750 MW en intégrant les potentiels EnR sur les autres secteurs, en particulier la vallée de l'Ubaye.

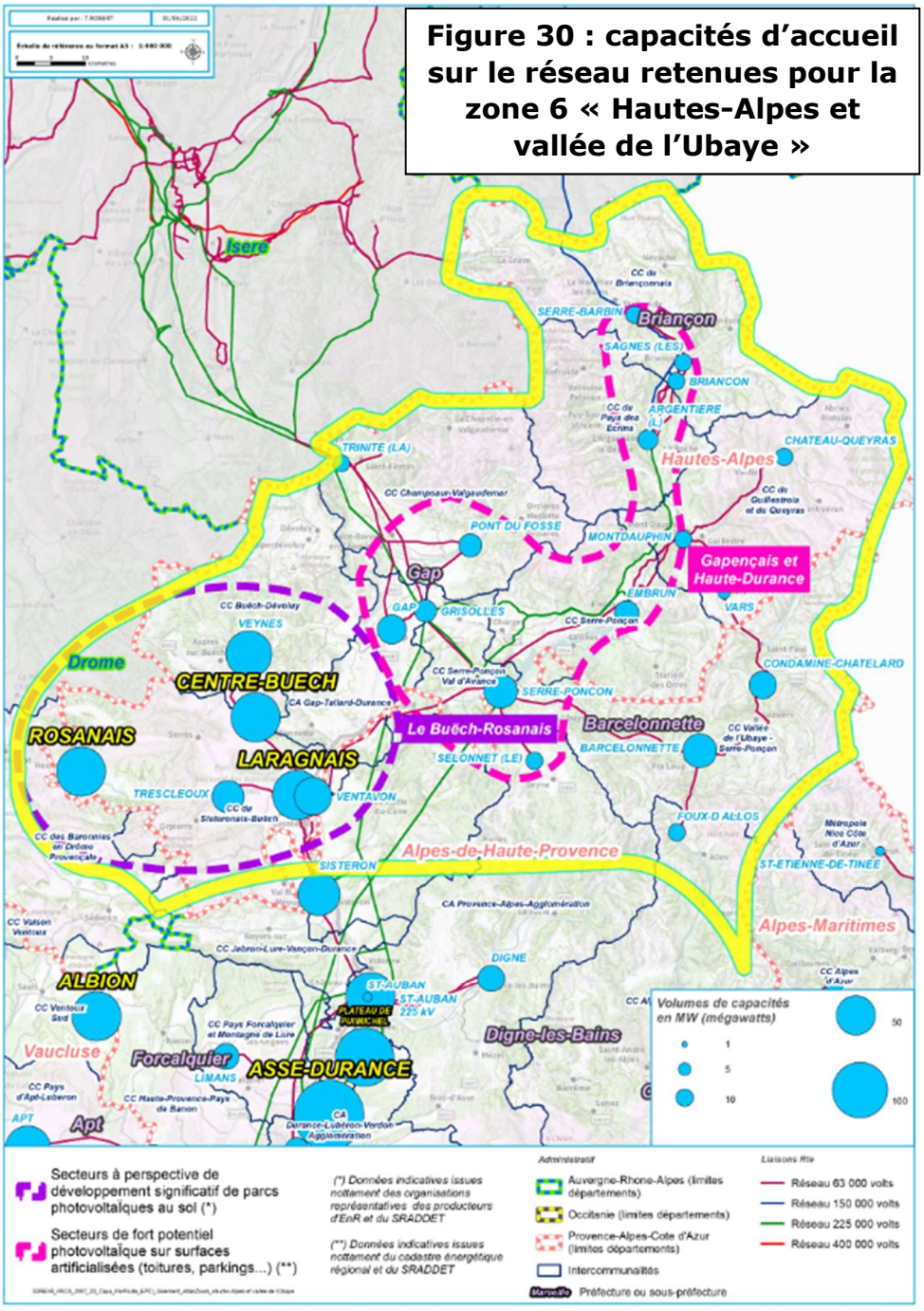



**Figure 30 : capacités d'accueil sur le réseau retenues pour la zone 6 « Hautes-Alpes et vallée de l'Ubaye »**

## Stratégie électrique prévue

Sur le secteur du Buëch, le réseau existant ne disposait plus de capacité d'accueil compte tenu du volume de production EnR déjà en service ou en développement. Cette situation a conduit RTE à mener une adaptation du schéma précédent, entrée en vigueur le 4 octobre 2021. Par ailleurs, dans le cadre du projet expérimental RINGO (cf. moyens de flexibilité décrits en page 42), RTE a développé un système par batteries qui pourrait contribuer à retrouver des marges de manœuvre sur le réseau, via une capacité de 10 MW sur la commune de Ventavon.

Ainsi, les capacités résiduelles et les optimisations du réseau existant permettent d'offrir environ 1/3 des 750 MW de capacités retenues pour l'accueil des EnR sur cette zone.

Pour les 2/3 de capacités restant, des travaux de renforcement ou de développement du réseau sont nécessaires. Il s'agit en particulier :

1) d'augmenter structurellement les capacités de transformation, d'acheminement et de raccordement de production sur le Buëch. En effet, le réseau à 63 kV existant ne peut offrir le volume de capacité d'accueil proposé (environ 400 MW) et il nécessite d'être complété sur certains secteurs, notamment celui de la commune de Serres qui ne comporte pas de poste permettant d'y raccorder de la production,
2) de créer une infrastructure haute tension sur le secteur du Rosanais, situé à l'ouest du Buëch et non desservi par le réseau à 63 kV existant,
3) d'augmenter les capacités de transformation des postes existants du Gapençais et de la vallée de l'Ubaye.

Comme illustré sur la carte en page 95, la stratégie prévue est la suivante (les ouvrages faisant partie de l'adaptation en cours du schéma précédent sont repérés par un (*)) :

1) Sur le secteur du Buëch, pour offrir au total environ 400 MW de capacités :
   - créer une infrastructure réseau à 225 kV via la réalisation des ouvrages électriques suivants :
     - création d'un poste 225/63/20 kV « Laragnais » dans la partie méridionale du Buëch, en extension ou à proximité des postes à 63 kV existants de Lazer ou de Ventavon (situés au nord-est de la commune de Laragne-Montéglin). Compte tenu du volume important de production envisagé sur le Buëch, qui serait à évacuer vers le sud via ce poste, il est proposé de le raccorder au poste de Sisteron par 2 liaisons à 225 kV. L'une de ces liaisons de 15 à 20 km viendrait en remplacement de la liaison à 63 kV prévue entre les postes de Lazer et Sisteron dans le cadre du schéma précédent (projet en cours de réalisation à date de juin 2022). Cela permet de créer environ 80 MW de capacité dans le futur poste et de renforcer la capacité d'acheminement du réseau 63 kV sur ce secteur,
     - création d'un poste 225/63/20 kV « Centre-Buëch », au sud-est de la commune de Serres, raccordé au futur poste « Laragnais » par une liaison à 225 kV d'environ 25 km à réaliser, pour offrir environ 80 MW de capacité,

- augmenter les capacités du réseau à 63 kV existant via :
    - l'ajout d'un transformateur 63/20 kV au poste de Trescléoux et le remplacement de 3 transformateurs 63/20 kV existants par de plus puissants aux postes de Ventavon et Veynes (*), afin de créer environ 90 MW de capacité au total,
    - l'ajout d'un transformateur 63/20 kV aux postes de Ventavon et Veynes pour offrir environ 70 MW de capacité supplémentaire,
    - la modification de la liaison à 63 kV existante d'environ 27 km entre les postes de Ventavon et Veynes, consistant à renforcer sa capacité sur sa moitié nord (depuis le poste de Veynes) et à la relier au futur poste 225/63/20 kV « Centre-Buëch » (envisagé quelques km à l'ouest). Ces modifications permettent de créer environ 40 MW de capacités,

2) Dans le Rosanais, créer un poste 225/20 kV raccordé au futur poste « Centre-Buëch » par une liaison à 225 kV d'environ 30 km à réaliser, pour offrir une capacité d'accueil d'environ 80 MW sur ce secteur,
3) Dans le Gapençais et la vallée de l'Ubaye, remplacer un transformateur 63/20 kV existant par un plus puissant aux postes de La Trinité (au nord de Gap), de Serre-Ponçon et de La Condamine-Chatelard à l'est de Barcelonnette (*), pour créer au total environ 50 MW de capacité d'accueil.

Ces travaux, complétés par l'ajout de ½ rames HTA aux postes de Gap et La Condamine Châtelard, permettent d'offrir au global 490 MW de capacités supplémentaires, auxquels s'ajoutent les 30 MW de capacités générés par le remplacement de 2 transformateurs 63/20 kV par de plus puissants au poste de Trescléoux. Cette opération, inscrite à l'adaptation du schéma précédent, est intégrée à l'état initial de la présente révision dans la mesure où ses travaux sont engagés.

Dans une logique d'optimisation technico-économique et environnementale, les nouveaux ouvrages électriques prévus sont autant que possible regroupés avec ceux du réseau existant ou en développement. Ainsi, le futur poste 225/63/20 kV « Laragnais » est prévu en extension ou à proximité du poste existant de Lazer ou de Ventavon et/ou de leurs lignes 63 kV d'alimentation.

Les investissements associés sont estimés à 197,3 M€, dont 48,7 M€ en renforcements et 138,6 M€ en créations d'ouvrages (ajouts de transformateurs et création de postes et liaisons associées). Ces derniers sont détaillés dans les tableaux ci-après.

A noter que la stratégie prévue est évolutive en termes de capacités d'accueil puisque :

- le dimensionnement prévu des liaisons 225 kV de raccordement des futurs postes du Buëch et éventuellement du Rosanais permet d'y ajouter ultérieurement 2 transformateurs 225/20 kV supplémentaires de 80 MW, ceci de manière à augmenter globalement de 160 MW la capacité d'accueil sur ce territoire,
- il est possible d'ajouter ultérieurement un transformateur 225/20 kV dans le poste existant de Serre-Ponçon pour créer si besoin 80 MW de capacités d'accueil supplémentaires sur le Gapençais.

Ces évolutions pourront être envisagées si le développement futur des EnR sur chacun de ces secteurs le justifie, ceci via les dispositifs prévus pour les S3REnR (adaptation locale, transferts de capacités entre postes …).

Concernant le Haut-Buëch, la solution prévue au schéma permet de desservir l'ensemble du potentiel EnR identifié à l'horizon 2030 au moyen de différents travaux sur le réseau, notamment au poste existant de Veynes, et en s'appuyant sur le poste existant de Gap à l'Est et le futur poste Centre-Buëch au sud-ouest. L'opportunité de création d'un poste source dans ce secteur pourrait le cas échéant être examinée à l'occasion d'une évolution ultérieure du schéma, en fonction de la dynamique effective de développement des EnR ces prochaines années.

## Variantes envisagées et non retenues

Concernant le Rosanais, compte tenu de l'ampleur des infrastructures à réaliser, une autre option était envisagée dans le schéma soumis à la consultation des parties prenantes et à la concertation préalable, qui se sont tenues de fin 2020 à début 2021 : il s'agissait de reporter la desserte électrique à une révision ultérieure du schéma, soit certainement au-delà de 2030. Comme mentionné précédemment, cette option n'a pas été retenue au regard des avis et contributions reçus, qui ont confirmé le potentiel et la dynamique de développement des EnR sur cette zone.

Concernant plus largement la desserte du Buëch et du Rosanais, plusieurs autres variantes avaient été examinées initialement puis écartées :

- Ne pas créer le poste 225/20 kV « Centre-Buëch » et raccorder le futur poste « Rosanais » directement depuis celui de « Laragnais » : cette variante nécessiterait de renforcer la totalité des 27 km de la ligne aérienne à 63 kV entre les postes de Ventavon et de Veynes. Elle présente un coût d'investissement similaire à celui de la solution proposée mais une moins bonne desserte en capacité d'accueil, avec l'absence de poste électrique central et le risque de saturation à terme du poste de Veynes au nord,
- Diminuer le dimensionnement de la liaison 225 kV entre les futurs postes « Laragnais » et « Centre-Buëch » pour ramener sa capacité de 320 à 250 MW (capacité prévue pour la partir nord du Buëch-Rosanais) : cette variante permet une économie d'environ 10 % sur le coût de cette liaison (estimé à 21 M€), mais elle limiterait la capacité d'évacuation de la production EnR sur le Buëch-Rosanais. Ceci aurait nécessité ultérieurement de remplacer cette liaison par une plus puissante voire d'en réaliser une 2ème,
- Réaliser le poste « Rosanais » en 63/20 kV ou en 90/20 kV plutôt qu'en 225/20 kV : cette variante permettrait une économie d'environ 10 % sur l'investissement (estimé à 40 M€) mais limiterait à une centaine de MW la capacité de la liaison de raccordement de ce futur poste. Cela aurait limité fortement l'évolutivité de la solution avec le risque de devoir ultérieurement remplacer cette liaison par une plus puissante ou en réaliser une 2ème sur un linéaire d'environ 30 km entre les postes « Rosanais » et « Centre-Buëch ».

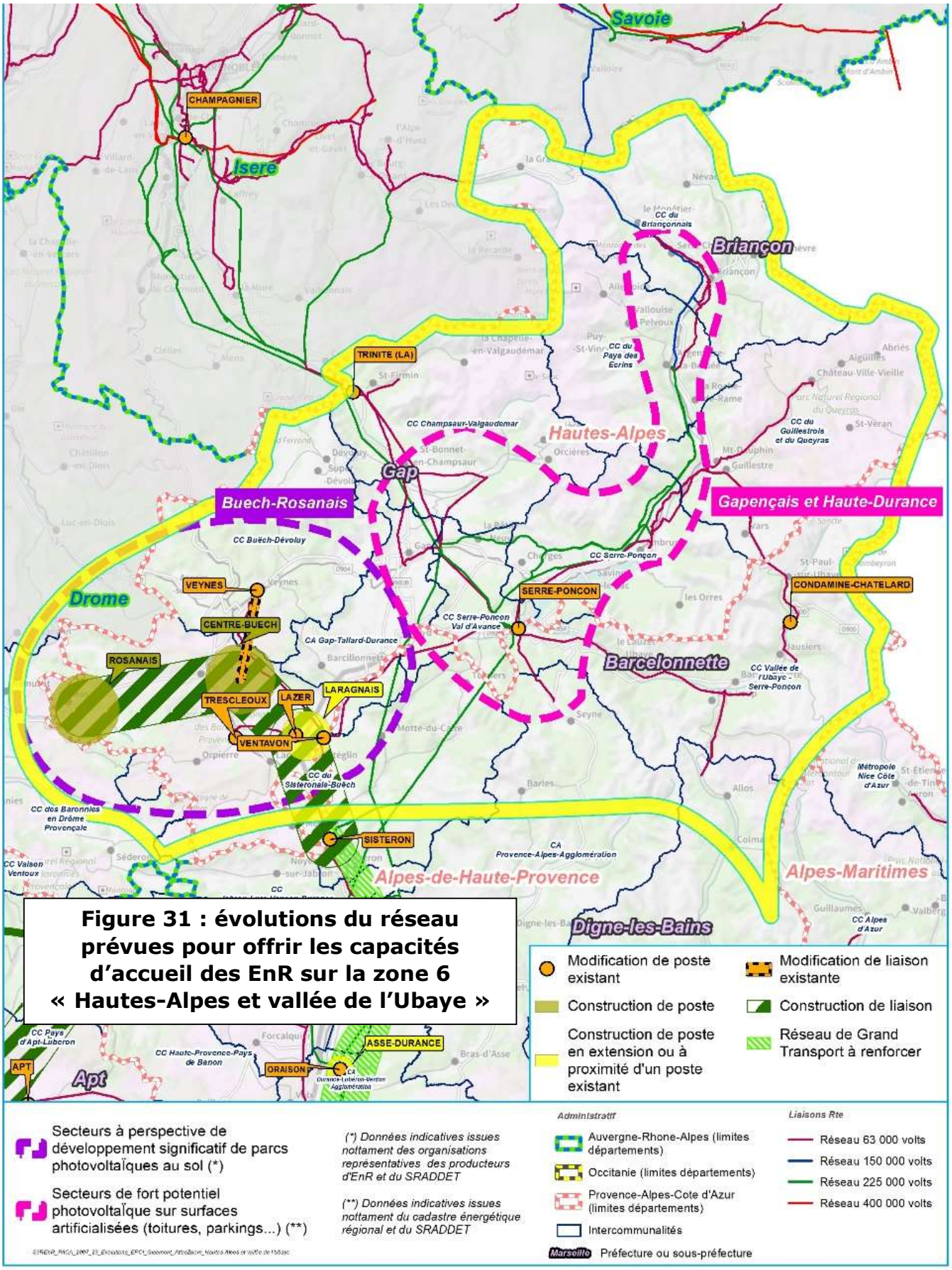



**Figure 31 : évolutions du réseau prévues pour offrir les capacités d'accueil des EnR sur la zone 6 « Hautes-Alpes et vallée de l'Ubaye »**

## Synthèse travaux sur la ZONE 6 « *Hautes-Alpes et vallée de l'Ubaye* »

Sur la ZONE 6 les renforcements d'ouvrages prévus sont les suivants :

| Renforcements d'ouvrages | Consistance sommaire des travaux |
|---|---|
| Augmentation de la capacité du réseau HTB entre le futur poste « Laragnais » et celui de Sisteron | Transformation en 225 kV et raccordement au poste « Laragnais » de la liaison à 63 kV Lazer-Sisteron (prévue au schéma précédent : projet en cours de réalisation à date de juin 2022) |
| Augmentation de la capacité du réseau HTB entre Ventavon et Veynes | Modification de la liaison à 63 kV Ventavon-Veynes pour renforcer sa capacité sur sa moitié nord et la raccorder au futur poste « Centre-Buech » |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Ventavon | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW par un de 36 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Veynes | Remplacement de deux transformateurs 63/20 kV de 20 MW par des 36 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de La Trinité | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 10 MW par un de 36 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de Serre-Ponçon | Remplacement de deux transformateurs 63/20 kV de 20 MW par des 36 MW |
| Augmentation de la capacité de transformation du poste de La Condamine-Chatelard | Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MW par un de 36 MW |

Sur la ZONE 6 les créations d'ouvrages prévues sont les suivantes :

| **Créations d'ouvrages** | **Consistance sommaire des travaux** | **Capacités créées (MW)** | **Coût par MW des ouvrages créés** |
|---|---|---|---|
| Création poste 225/63/20 kV « Laragnais » | Création poste 225/63/20 kV équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW et de 2 transformateurs 225/63 kV de 170 MW.<br>Raccordement 225 kV au poste de Sisteron via une liaison de 17 km environ et raccordement sur les liaisons 63 kV alimentant les postes de Trescléoux et Lazer | 80<br>Ajout ultérieur d'un ou 2 transformateurs 225/20 kV envisageable | 649 k€/MW |
| Création poste 225/63/20 kV « Centre Buech » | Création poste 225/63/20 kV équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW et d'un transformateur 225/63 kV de 170 MW<br>Raccordement 225 kV sur le futur poste « Laragnais » via une liaison d'environ 25 km | 80<br>Ajout ultérieur d'un ou 2 transformateurs 225/20 kV envisageable | 568 k€/MW |
| Création du poste 225/20 kV « Rosanais » | Création poste source équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MW<br>Raccordement 225 kV au futur poste « Centre-Buëch » via une liaison d'environ 30 km | 80<br>Ajout ultérieur d'un ou 2 transformateurs 225/20 kV envisageable | 544 k€/MW |
| Augmentation capacité transformation poste Trescleoux | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 58 k€/MW |
| Augmentation capacité transformation poste Ventavon | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 53 k€/MW |
| Augmentation capacité transformation poste Veynes | Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MW | 36 | 67 k€/MW |

# PARTIE 6 : SYNTHÈSE DES INVESTISSEMENTS

Cette partie présente, pour chacune des 6 zones électriques précédemment définies, les investissements prévus sur le réseau public de transport d'électricité et sur les réseaux publics de distribution d'électricité et les seuils de déclenchement des travaux pour chaque ouvrage.

Sur la base de ces investissements, le calcul et le montant de la quote-part unitaire régionale du présent S3REnR révisé y sont présentés.

# SYNTHESE

Les investissements prévus pour la présente révision du schéma sont estimés à 705 M€ (millions d'euros) aux conditions économiques 2021, se décomposant ainsi entre les ouvrages RTE et Enedis :

| Gestionnaire de réseau concerné | Ouvrages en renforcement | Ouvrages en création | **Total** (arrondi au M€ le plus proche) |
|---|---|---|---|
| RTE | 264 | 284 | **548** |
| Enedis | 18 | 139 | **157** |
| **Total** | **282** | **423** | **705** |

Sur les 423 M€ de créations d'ouvrages, environ 284 M€ portent sur des ouvrages RTE et 139 M€ sur des ouvrages Enedis.

Une décomposition sommaire des 705 M€ d'investissements estimés est donnée ci-après :

- Optimisation du réseau existant (automates …) ≈ 7,5 M€,
- Renforcement de l'axe 225 kV en Durance ≈ 184,5 M€,
- Renforcements autres ≈ 90 M€,
- Création desserte plateau d'Albion ≈ 89 M€,
- Création desserte Buëch et Rosanais ≈ 145 M€,
- Autres créations postes et liaisons ≈ 189 M€.

Compte tenu de ces montants et du solde du schéma précédent, **la quote-part régionale du schéma révisé est de 68,41 k€/MW.**

Nota : conformément au code de l'énergie, les montants d'investissement de la révision d'un S3REnR intègrent les travaux inscrits au schéma précédent qui n'ont pas été encore engagés. Dans le cas de la présente révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur, il s'agit des travaux suivants prévus dans l'adaptation du schéma précédent : création du poste 225 kV plateau de Puimichel et travaux dans 4 postes existants (La Condamine-Chatelard, Ventavon, Veynes et Champagnier en Isère).

# OUVRAGES DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE GÉRÉS PAR RTE

**Les tableaux ci-après présentent la liste des ouvrages du réseau public de transport d'électricité à renforcer ou à créer dans les stratégies présentées au chapitre précédent.**

Pour chaque ouvrage, une fourchette de coûts est présentée. Pour chaque investissement, le coût médian est utilisé pour le calcul de la quote-part régionale. Ce coût est encadré par un scénario bas prenant en compte les opportunités pouvant conduire à minimiser l'investissement, et par un scénario haut intégrant des risques de dépenses supplémentaires. En effet, au stade de l'élaboration du schéma, les montants des différents investissements ont été évalués sans étude de détail et sont donc sujets aux incertitudes associées (localisation des postes, nature du terrain, contraintes environnementales spécifiques, faisabilité technique plus complexe…). Ces incertitudes seront levées au fur et à mesure de l'avancement des études pour chaque ouvrage, et la plage de coûts associée sera mise à jour, au fil des états techniques et financiers annuels lors de la mise en œuvre du schéma.

Le seuil de déclenchement des travaux associé à l'investissement est également indiqué.

A noter qu'il n'a pas été identifié de surplus de capacité induit par les effets de palier technique[28].

Les coûts sont établis aux conditions économiques de 2021.

## A l'échelle régionale :

| **Ouvrage RTE Renforcé** | **Coût médian (k€)**<br>***Coût bas/Coût haut*** | **Seuil de déclenchement des travaux** |
|---|---|---|
| Installation d'automates localisés et d'automates de zone | 7500<br>*4 500 /10 000* | Pour chaque automate : dès le premier contrat de raccordement (PTF) accepté conduisant à dépasser les capacités préexistantes du réseau public de transport, suivant les dispositions de la Documentation technique de Référence élaborée par RTE |

[28] Les équipements électriques installés sur le réseau sont standardisés. Ces paliers techniques ont pour effet de dégager dans certains cas des capacités supérieures à celles visées

## Sur la zone 1 « Alpes-Maritimes et Est-Var » :

| **Ouvrage RTE Renforcé** | **Coût médian (k€)**<br>***Coût bas/Coût haut*** | **Seuil de déclenchement des travaux** |
|---|---|---|
| Renforcement de la liaison 63 kV d'environ 9 km entre Menton et Sospel | 2 300<br>1 600 / 3 000 | 8 MW d'EnR sur les postes de St Dalmas et Sospel |
| Remplacement des deux transformateurs 150/63 kV d'Entrevaux | 5 400<br>*3 900 / 6 900* | 60 MW d'EnR sur les postes d'Entrevaux et Guillaumes |
| **Total** | **7 700** | |

| **Ouvrage RTE Créé** | **Coût médian (k€)**<br>***Coût bas/Coût haut*** | **Seuil de déclenchement des travaux** |
|---|---|---|
| Futur poste source 225/20 kV Biançon : création d'un départ 225 kV dans le poste 225 kV existant | 720<br>500 */ 940* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 225/20 kV au poste source de Valderoure | 2 000<br>*1 400 / 2 600* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste source d'Entrevaux | 360<br>250 / 470 | Atteinte du seuil en HTA |
| **Total** | **3 080** | |

## Sur la zone 2 « Littoral Varois et Centre Var » :

| Ouvrage RTE Renforcé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Ajout d'un second circuit 63 kV entre les postes d'Ollières et St Maximin d'environ 4 km en mutualisant les travaux avec le 1er circuit en cours de réalisation à date de juin 2022 | 3 600<br>*2 700 / 4 600* | 398 MW d'EnR sur les postes de Barjols, Salernes, St Maximin, Ollières et Signes |
| Construction d'une liaison à 2 circuits 63 kV entre les postes Le Castellet et Signes d'environ 10 km<br>Dépose d'environ 12 km de ligne aérienne 63 kV entre le poste de Signes et la liaison reliant Coudon et L'Escarelle | 15 600<br>10 950 / 20 350 | 229 MW d'EnR sur les postes de St Maximin, Ollières Signes et L'Escarelle |
| **Total** | **19 200** | |

| Ouvrage RTE Créé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste de L'Escarelle | 830<br>600 / 1000 | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste de St Maximin | 80<br>60 / 100 | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste de Signes | 1 050<br>750 /1 300 | Atteinte du seuil en HTA |
| **Total** | **1 960** | |

# Sur la zone 3 « Métropole Aix-Marseille-Provence »

| Ouvrage RTE Créé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Futur poste 225/20 kV « Nord-de-Crau » : création infrastructures RTE et raccordement au poste Rassuen via par une liaison 225 kV de 15 à 20 km | 23 000<br>*16 100/ 30 000* | Atteinte du seuil en HTA |
| Création d'un départ 225 kV pour le raccordement du poste source à Darse | 110<br>*80 / 140* | Atteinte du seuil en HTA |
| Création de 2 départs 225 kV pour le raccordement du poste source à Feuillane | 600<br>420 / 780 | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste source de Feuillane | 130<br>90 / 170 | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste source de Mallemort | 830<br>600 / 1 000 | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste source de Miramas | 440<br>*310 / 570* | Atteinte du seuil en HTA |
| **Total** | **25 110** | |

## Sur la zone 4 « Vaucluse et Pays d'Arles » :

| Ouvrage RTE Créé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Futur poste 225/20 kV « Albion » : création infrastructures RTE et raccordement au poste Terradou par une liaison 225 kV de 55 à 60 km) | 82 700<br>*57 900 / 100 000* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 225/20 kV au poste source de Terradou | 130<br>*90 / 170* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 225/20 kV au poste de Plan d'Orgon | 300<br>*200 / 450* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste d'Apt | 830<br>600 / 1 000 | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste de Colomb | 260<br>*180 / 350* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste La Martinière | 1 150<br>*800 / 1 500* | Atteinte du seuil en HTA |
| **Total** | **85 370** | |

## Sur la zone 5 « Haute-Provence et Verdon » :

| Ouvrage RTE Renforcé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Poste de CHAMPAGNIER 400 kV : Ajout d'un dispositif de régulation des flux | 18 900<br>13 200 / 24 600 | Seuil de déclenchement des travaux atteint |
| Renforcement de l'axe à 225 kV d'environ 70 km entre les postes de Sisteron et Boutre. | 170 400<br>*126 000/ 225 000* | Dès qu'un projet EnR à raccorder génère une contrainte sur l'axe 225 kV Réalisation en plusieurs étapes suivant besoin. |
| **Total** | **189 300** | |

| Ouvrage RTE Créé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Ajout d'un transformateur 400/225 kV au poste source de Champagnier | 7 900<br>5 500 / 10 200 | Seuil de déclenchement des travaux atteint |
| Futur poste 225/20 kV Asse-Durance :<br>Création infrastructures RTE et raccordement 225 kV au poste existant Oraison | 5 400<br>*3 800 / 7 100* | L'atteinte du seuil en HTA entraine l'atteinte de celui en HTB |
| Futur poste 225/ 20 kV Boutre-Provence :<br>Création infrastructures RTE et raccordement 225 kV au poste Boutre existant | 3 800<br>*2 600 / 5 500* | L'atteinte du seuil en HTA entraine l'atteinte de celui en HTB |
| Ajout d'un transformateur 400/225 kV au poste de Boutre | 6 250<br>4 400 / 8 100 | Dès qu'un raccordement projet EnR génère une contrainte |
| Futur poste 225/ 20 kV Haut-Var :<br>Création équipements RTE et raccordement sur la liaison 225 kV existante Boutre-Trans | 5 190<br>3 600 / *6 750* | L'atteinte du seuil en HTA entraine l'atteinte de celui en HTB |
| Futur poste 225/20 kV Sud-Valensole :<br>Création équipements RTE et raccordement sur la liaison 225 kV de Ste Tulle et Quinson | 12 500<br>*8 500 / 16 600* | L'atteinte du seuil en HTA entraine l'atteinte de celui en HTB |
| Création poste 225 kV Plateau de Puimichel et raccordement sur liaison existante 225 kV Oraison - St Auban | 5 500<br>*4 800 / 6 800* | 22 MW |
| **Total** | **46 540** | |

## Sur la zone 6 «Hautes-Alpes & Vallée de l'Ubaye»

| Ouvrage RTE Renforcé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Transformation en 225 kV et raccordement au poste « Laragnais » de la future liaison à 63 kV Lazer-Sisteron d'environ 17 km | 10 900<br>7 500 / 13 000 | 290 MW d'EnR sur les postes de Ventavon, Trescleoux, Veynes, Lazer, Laragnais, Centre Buech et Rosanais |
| Modification de la liaison à 63 kV Ventavon-Veynes pour renforcer sa capacité sur sa moitié nord et la raccorder au futur poste « Centre-Buech » | 29 900<br>25 000 / 42 000 | 72 MW d'EnR sur le poste de Veynes |
| **Total** | **40 800** | |

| Ouvrage RTE Créé | Coût médian (k€)<br>*Coût bas/Coût haut* | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Futur poste 225/63/20 kV « Laragnais » : création infrastructures RTE et raccordement au poste Sisteron par une liaison 225 kV d'environ 17 km | 45 900<br>*35 000 / 63 000* | Atteinte du seuil en HTA à « Laragnais », « Centre Buech » ou « Rosanais » ou 210 MW d'EnR aux postes de Ventavon, Veynes, Trescleoux |
| Futur poste 225/63/20 kV « Centre-Buech » création infrastructures RTE et raccordement au poste « Laragnais » par une liaison à 225 kV d'environ 25 km | 39 400<br>*27 900 / 52 900* | Atteinte du seuil en HTA à « Laragnais », « Centre Buech » ou « Rosanais » ou seuil atteint des travaux de renforcement de Veynes |
| Futur poste 225/20 kV « Rosanais » : création infrastructures RTE et raccordement au poste « Centre Buech » par une liaison 225 kV d'environ 30 km | 36 200<br>*25 400 / 47 100* | Atteinte du seuil en HTA à « Rosanais » |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste source de Trescleoux | 90<br>*77 / 104* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste source de Ventavon | 100<br>*80 / 140* | Atteinte du seuil en HTA |
| Raccordement d'un transformateur 63/20 kV au poste source de Veynes | 110<br>*80 / 140* | Atteinte du seuil en HTA |
| **Total** | **121 810** | |

# OUVRAGES DU RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE GÉRÉS PAR ENEDIS

**Les tableaux ci-après présentent la liste des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à renforcer ou à créer dans les stratégies proposées au chapitre précédent.**

Pour chaque ouvrage, le coût médian est indiqué ainsi que le seuil de déclenchement des travaux associé à l'investissement.

Il n'a pas été identifié de surplus de capacité induit par les effets de palier technique[29].

Les coûts sont établis aux conditions économiques de 2021.

[29] Les équipements électriques installés sur le réseau sont standardisés. Ces paliers techniques ont pour effet de dégager dans certains cas des capacités supérieures à celles visées.

## Sur la zone 1 « Alpes-Maritimes et Est-Var » :

| Ouvrage ENEDIS Renforcé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 10 MVA par un de 36 MVA au poste d'Entrevaux | 850 | 10 MW d'EnR au poste d'Entrevaux |

| **Ouvrage ENEDIS Créé** | **Coût médian (k€)** | **Seuil de déclenchement des travaux** |
|---|---|---|
| Création du poste source 225/20 kV à Biançon équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 2 ½ rames HTA | 6 320 | 16 MW d'EnR en file d'attente (20% de la puissance du transformateur) ou 1ère PTF[30] de raccordement EnR signée depuis plus de 2 ans |
| Ajout d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 4 ½ rames HTA au poste de Valderoure | 3 060 | Dès la 1ère PTF signée de projet EnR au-delà des 80 MW de capacité prévus au poste de Valderoure dans le schéma précédent |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et 1 ½ rame HTA au poste d'Entrevaux | 2 040 | Dès la 1ère PTF signée de raccordement d'un projet EnR |
| **Total** | **11 420** | |

[30] Proposition Technique et Financière : engagement contractuel entre le porteur de projet et le gestionnaire de réseau actant les conditions de raccordement au réseau d'un projet de production ou d'une installation consommatrice d'électricité.

## Sur la zone 2 « Littoral Varois et Centre-Var » :

| Ouvrage ENEDIS Renforcé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA par un 36 MVA au poste de L'Escarelle | 850 | 40 MW d'EnR au poste de l'Escarelle |

| Ouvrage ENEDIS Créé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et 1 ½ rame HTA au poste de L'Escarelle | 1 900 | Dès la 1ère PTF signée de raccordement d'un projet EnR |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA et 1 ½ rame HTA au poste de St Maximin | 1 930 | Idem |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et 1 ½ rame HTA au poste de Signes | 2 040 | Idem |
| Ajout d'une ½ rames HTA au poste de Le Val | 320 | - |
| Ajout d'une ½ rames HTA au poste de Rocbaron | 230 | - |
| Ajout d'une ½ rames HTA au poste de St Cassien | 450 | - |
| Ajout d'une ½ rames HTA au poste de Sollies | 810 | - |
| **Total** | **7 680** | |

## Sur la zone 3 « Métropole Aix-Marseille-Provence » :

| Ouvrage ENEDIS Renforcé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA par un de 36 MVA au poste de Darse | 850 | 56 MW d'EnR au poste de Darse |
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA par un 36 MVA au poste de Lavera | 850 | 56 MW d'EnR au poste de Lavera |
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA par un 36 MVA au poste de Port St Louis | 850 | 40 MW d'EnR au poste de Port St Louis |
| Remplacement d'un transformateur 225/20 kV de 40 MVA par un 70 MVA au poste de Salon Bel Air | 1 650 | 40 MW d'EnR au poste de Salon Bel Air |
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA par un 36 MVA au poste de Mallemort | 730 | 56 MW d'EnR au poste de Mallemort |
| **Total** | **4 930** | |

| Ouvrage ENEDIS Créé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Création du poste source 225/20 kV « Nord de Crau » équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 2 ½ rames 20 kV | 5 820 | 16 MW d'EnR en file d'attente ou 1ère PTF de projet EnR signée depuis plus de 2 ans |
| Création d'une transformation 225/20 kV au poste de Darse, équipée d'un transformateur de 80 MVA et 2 ½ rames 20 kV | 3 870 | Idem |
| Au poste de Feuillane :<br>Création d'une transformation 225/20 kV équipée de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MVA et de 2 ½ rames 20 kV<br>Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et 1 ½ rame 20 kV | 7 660<br>1 870 | Idem<br>Dès la 1ère PTF signée de raccordement d'un projet EnR |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et 2 ½ rames HTA au poste de Mallemort | 2 390 | Idem |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA au poste de Miramas | 1 340 | Idem |

| | | |
|---|---|---|
| Ajout de 2 ½ rames HTA au poste de La Duranne | 1 060 | - |
| Ajout d'une ½ rames HTA au poste de Gardanne | 810 | - |
| Ajout d'une ½ rames HTA au poste de Gontard | 810 | - |
| Ajout de 2 ½ rames HTA au poste de Rassuen | 1 280 | - |
| **Total** | **26 910** | |

## Sur la zone 4 « Vaucluse et Pays d'Arles » :

| Ouvrage ENEDIS Renforcé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Remplacement d'un transformateur 225/20 kV de 40 MVA par un de 70 MVA au poste de Chateaurenard | 2 080 | 40 MW d'EnR au poste de Chateaurenard 225kV |

| **Ouvrage ENEDIS Créé** | **Coût médian (k€)** | **Seuil de déclenchement des travaux** |
|---|---|---|
| Futur poste d'Albion : création d'un poste source 225/20 kV équipé d'un transformateur de 80 MVA et 2 ½ rames 20 kV | 6 320 | 16 MW d'EnR en file d'attente ou 1ère PTF de projet EnR signée depuis plus de 2 ans |
| Ajout d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 1 ½ rame HTA au poste de Plan d'Orgon | 2 690 | Dès la 1ère PTF signée de raccordement d'un projet EnR |
| Ajout d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 2 ½ rames HTA au poste de Terradou | 3 670 | Idem |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA au poste d'Apt | 1 340 | Idem |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et 1 ½ rame HTA au poste de Colomb | 2 140 | Idem |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA et 1 ½ rame HTA au poste de La Martinière | 1 670 | Idem |
| Ajout d'une ½ rame HTA au poste de Pertuis | 590 | - |
| Ajout d'une ½ rame HTA au poste de Piolenc | 520 | - |
| Ajout de 2 ½ rames HTA au poste de Sorgues | 1 280 | - |
| Ajout de 2 ½ rames au poste de Chateaurenard | 370 | |
| **Total** | **20 590** | |

## Sur la zone 5 « Haute-Provence et Verdon » :

| Ouvrage ENEDIS Renforcé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Remplacement de 2 transformateurs 63/20 kV de 20 MVA par des 36 MVA au poste de Sisteron | 1 500 | 40 MW d'EnR au poste de Sisteron |

| Ouvrage ENEDIS Créé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Création poste source 225/20 kV Asse-Durance équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MVA et 4 ½ rames HTA | 13 540 | 16 MW d'EnR en file d'attente ou 1ère PTF de projet EnR signée depuis plus de 2 ans |
| Création poste source 225/20 kV Boutre-Provence équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MVA et 4 ½ rames HTA | 9 700 | Idem |
| Création poste source 225/20 kV Haut-Var équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MVA et 4 ½ rames HTA | 9 900 | Idem |
| Création poste source 225/20 kV Sud-Valensole équipé de 2 transformateurs 225/20 kV de 80 MVA et 4 ½ rames HTA | 11 950 | Idem |
| Ajout d'une ½ rame HTA au poste de Castellane | 170 | - |
| **Total** | **45 260** | |

## Sur la zone 6 «Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye»

| Ouvrage ENEDIS Renforcé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA par un de 36 MVA au poste de Ventavon | 730 | 56 MW d'EnR au poste de Ventavon |
| Remplacement de 2 transformateur 63/20 kV de 20 MVA par des 36 MVA au poste de Veynes | 1 600 | 40 MW d'EnR au poste de Veynes |
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 10 MVA par un de 36 MVA au poste de La Trinité | 1 970 | 10 MW d'EnR au poste de La Trinité |
| Remplacement de deux transformateurs 63/20 kV de 20 MVA par des 36 MVA au poste de Serre-Ponçon | 1 650 | 20 MW d'EnR au poste de Serre-Ponçon |
| Remplacement d'un transformateur 63/20 kV de 20 MVA par un de 36 MVA au poste de La Condamine-Chatelard | 1 900 | 20 MW d'EnR au poste Condamine-Chatelard |
| **Total** | **7 850** | |

| Ouvrage ENEDIS Créé | Coût médian (k€) | Seuil de déclenchement des travaux |
|---|---|---|
| Création du poste source 225/20 kV « Laragnais » équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 2 ½ rames 20 kV | 6 020 | 16 MW d'EnR en file d'attente ou 1ère PTF de projet EnR signée depuis plus de 2 ans |
| Création poste source 225/20 kV « Centre Buech » équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 2 ½ rames 20 kV | 6 020 | Idem |
| Création du poste source 225/20 kV « Rosanais » équipé d'un transformateur 225/20 kV de 80 MVA et 2 ½ rames 20 kV | 7 320 | Idem |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et une ½ rame HTA au poste de Trescleoux | 2 040 | Dès la 1ère PTF signée de projet EnR |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et une ½ rame HTA au poste de Ventavon | 1 820 | Idem |
| Ajout d'un transformateur 63/20 kV de 36 MVA et une ½ rame HTA au poste de Veynes | 2 350 | Idem |
| Ajout d'une ½ rame HTA au poste La Condamine-Chatelard | 505 | Idem |
| Ajout d'une ½ rame HTA au poste de Gap | 810 | - |
| **Total** | **26 885** | |

# CALCUL DE LA QUOTE-PART

La documentation technique de référence publiée sur le site internet de RTE constitue le document de référence pour la description de la méthode de calcul. Ses principes sont rappelés dans la présente section à titre d'information.

## Principe du calcul de la quote-part d'un schéma révisé

**Principe de mutualisation des ouvrages créés pour l'accueil des EnR**

Le principe des S3REnR consiste à mutualiser entre les producteurs d'énergies renouvelables le coût des ouvrages créés sur les réseaux publics pour accueillir les énergies renouvelables. Chaque producteur d'énergies renouvelables paie une quote-part de ces travaux au prorata de sa puissance. Ce principe est défini dans les articles L.321-7 et L.342-12 du code de l'énergie.

Lorsque le schéma fait suite à un schéma antérieur, comme c'est le cas pour le présent schéma, la quote-part acquittée par les producteurs d'énergies renouvelables doit être ajustée pour tenir compte de la situation du précédent schéma. Elle doit couvrir les créations non-couvertes par les contributions reçues par les gestionnaires de réseaux au titre de ce schéma antérieur. Inversement, elle doit être diminuée de l'excédent des contributions touchées par les gestionnaires.

Ceci justifie que les investissements mutualisés soient corrigés par un solde du schéma antérieur. Ce principe est défini par l'article D.342-22-1 du code de l'énergie.

La formule de la quote-part (QP) dont s'acquittent les producteurs est donc corrigée ainsi :

QP = (Investissements de création du schéma - Δ) / Capacité globale d'accueil du schéma

Où Δ désigne le solde du schéma antérieur.

**Formule du solde du schéma antérieur**

Comme indiqué précédemment, le solde vise à tenir compte de l'excédent ou du déficit de couverture du schéma antérieur.

Sa formule devrait donc naturellement s'exprimer comme suit :

Δ = Montant des quotes-parts perçues au titre du schéma antérieur – Montant des ouvrages créés au titre du schéma antérieur

L'ensemble de ces principes découle de l'article D.342-22-1 du code de l'énergie.

Cependant, la documentation technique de référence prévoit que cette formule est complétée d'un terme supplémentaire.

En effet, dans le schéma antérieur et jusqu'à l'arrêté n°2020-382 du 31/03/2020, les productions d'EnR de puissance unitaire inférieure ou égale à 100 kVA possèdent un régime spécifique au titre duquel elles ne s'acquittent pas de la quote-part mais, en contrepartie elles ne se voient pas affectée de capacité réservée. Depuis l'arrêté n°2020-382 du 31/03/2020, les productions d'EnR de puissance unitaire inférieure ou égale à 250 kVA possèdent un régime spécifique au titre duquel elles ne s'acquittent pas de la quote-part tout en étant décomptées des capacités réservées.

Or, dans la définition de la quote-part, la capacité globale du schéma prise en compte ne s'identifie pas à la somme des capacités réservées du schéma. Cette capacité globale d'accueil intègre toutes les installations d'énergies renouvelables, y compris celles qui ne s'acquittent pas de la quote-part.

Comme les gestionnaires de réseau perçoivent la quote-part uniquement sur les installations supérieures à 100 kVA (250 kVA depuis le 31/03/2020), la formule de la quote-part conduit les gestionnaires de réseau à renoncer à une partie de la couverture des coûts des ouvrages créés.

Dès lors, afin d'éviter que le calcul du solde n'amène à réintégrer la couverture de ces coûts dans la future quote-part du schéma révisé, un terme correctif complémentaire est intégré à la formule de calcul du solde.

Ce terme correspond aux quotes-parts que les gestionnaires de réseaux auraient dû percevoir au titre du raccordement de la production d'énergies renouvelables de puissance inférieure ou égale à 100 kVA (250 kVA depuis le 31/03/2020) dans le schéma antérieur (également désignée par le terme « raccordement diffus »), si celle-ci avaient été soumise à son paiement.

La formule du solde est ainsi la suivante :

Δ = Montant des quotes-parts perçues au titre du schéma antérieur – Montant des ouvrages créés au titre du schéma antérieur + montant des quotes-parts non versées au titre du raccordement diffus

Pour la mise en œuvre de cette formule, RTE retient les quotes-parts perçues mais aussi celles qui restent à percevoir au titre des raccordements en cours.

## Application au S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur

Ce présent chapitre détaille l'application des principes énoncés au chapitre précédent au S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur. Cette application est faite à la date du 31 mai 2022. Le solde ainsi calculé sera remis à jour à la date d'approbation du schéma.

**Solde du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur au 31 mai 2022 :**

**Quote-part perçue au titre du schéma antérieur** (approuvé en 2014 et adapté en 2021) :

Ce montant correspond aux quotes-parts perçues et à percevoir au titre des raccordements en cours. Il faut donc tenir compte des installations de production raccordées et des projets en file d'attente dans le cadre du S3REnR, soit :

- 1251 MW avant l'adaptation du 04/10/2021,
- 72 MW depuis le 04/10/2021.

La quote-part unitaire applicable à l'ensemble de ces capacités s'élève à 21,03 k€/MW pour les productions entrées en File d'Attente avant l'adaptation et 25,49 k€/ MW pour celles entrées après l'adaptation.

La quote-part perçue et à percevoir au titre du schéma Provence Alpes Côte d'Azur antérieur s'élève ainsi à **27 131 k€** (1251 MW *20,22 k€ / MW + 72 MW * 25,49 k€/MW).

### Montant des ouvrages créés au titre du schéma antérieur :

Ce montant est constitué du coût des ouvrages mis en service ou dont les travaux sont engagés[31] à mai **2022** dans le cadre du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur antérieur, soit **49 000 k€.**

### Quote-part non versée au titre du raccordement diffus :

Le volume de production raccordée au titre du raccordement diffus, donc exonéré de quote-part, est le suivant :

- 109 MW de production inférieure ou égale à 100 kVA mis en service avant le décret n° 2020-382 du 31/03/2020,
- 95 MW de production inférieure ou égale à 250 kVA mis en service après le décret n° 2020-382 du 31/03/2020 et avant l'adaptation du 04/10/2021,
- 100 MW de production inférieure ou égale à 250 kVA mis en service après l'adaptation du 04/10/2021.

Avec une quote-part actualisée de 20,22 k€/MW avant l'adaptation et de 25,49 k€/ MW après l'adaptation, cela correspond à un montant de quote-part non recouvré de **6 674 k€** (20,22 k€/MW * (109 MW + 95 MW) + 25,49 k€/MW * 100 MW).

### Calcul du solde du schéma antérieur de Provence Alpes Côte d'Azur :

**Δ= 27 131 – 49 000 + 6 674 = - 15 195 k€**

**Le schéma Provence Alpes Côte d'Azur précédent présente donc, au 31 mai 2022, un solde déficitaire de 15 195 k€.**

**Calcul de la Quote-part du schéma Provence Alpes Côte d'Azur révisé en tenant compte du solde du schéma antérieur au 31 mai 2022 :**

- ✓ Investissements de création du nouveau schéma : **422 615 k**€
- ✓ Solde du schéma antérieur : **15 195** k€
- ✓ Capacité globale du schéma : 6 400 MW

$$QP = \frac{\mathbf{422\,615 + 15\,195}}{6\,400} = \mathbf{68,41\ k€/MW}$$

## Synthèse

En tenant compte du solde du schéma antérieur au 31 mai 2022 et aux conditions économiques de 2021, la quote-part du schéma révisé est de 68,41 k€/MW.

A noter que l'écart entre cette quote-part et celle du schéma précédent (25,49 k€/MW[32] après adaptation) est notamment dû au fait que ce dernier utilise en grande partie les capacités disponibles sur le réseau existant.

[31] Travaux pour lesquels au moins une commande de travaux et/ou de matériel a été réalisée.

[32] Valeur actualisée à février 2022.

# PARTIE 7 : MODALITÉS DE MISE EN ŒUVRE DU SCHÉMA

Cette partie décrit les modalités de mise en œuvre du S3REnR : calendrier et processus de mise à disposition des capacités réservées sur un poste électrique, modalités d'actualisation du coût des ouvrages pris en compte dans le calcul de la quote-part, dispositions réglementaires encadrant la prise en compte de modifications ultérieures du S3REnR.

Les éléments figurant dans cette partie découlent de la concertation conduite au niveau national par les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution et des dispositions contenues dans leurs documentations techniques de référence. Ils sont appliqués de manière non discriminatoire dans toutes les régions disposant d'un schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

# CALENDRIER INDICATIF

A titre indicatif, les durées moyennes de réalisation des projets d'ouvrages des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont indiquées dans les tableaux ci-après.

Le démarrage de la phase études de ces projets intervient lorsque la quote-part est approuvée par le préfet de Région. Dans des cas particuliers, le démarrage des études de certains projets d'ouvrages peut intervenir en amont de cette échéance. Pour la présente révision du S3REnR Provence-Côte d'Azur, c'est le cas notamment des ouvrages inscrits à l'adaptation du schéma précédent (et intégrés à la présente révision), dans la mesure où cette adaptation est entrée en vigueur le 4 octobre 2021.

En outre, une anticipation des études des projets de création du poste 225/20 kV Haut-Var et de l'ajout du transformateur 400/225 kV au poste de Boutre a été engagée, ceci compte tenu de l'absence ou du peu de capacité d'accueil encore disponible sur ces secteurs et de leur dynamique de développement des EnR. En revanche il n'est pas prévu d'anticipation d'études ou de procédures concernant des ouvrages dont la réalisation ne serait pas incluse dans la présente révision du schéma.

## Projets d'ouvrages du réseau public de transport d'électricité

| Type de projet | Démarrage études | Dépôt et nature du premier dossier administratif | Mise en service |
|---|---|---|---|
| Travaux ou extension de poste existant | $T_0$ | $T_0$ + 20 mois < $T_1$ < $T_0$ + 30 mois | $T_0$ + 2,5 ans < $T_2$ < $T_0$ + 3,5 ans |
| Réhabilitation de ligne existante | $T_0$ | $T_0$ + 20 mois < $T_1$ < $T_0$ + 30 mois | $T_0$ + 4 ans < $T_2$ < $T_0$ + 5 ans |
| Création de ligne souterraine 63 kV | $T_0$ | $T_0$ + 22 mois < $T_1$ < $T_0$+ 32 mois (DUP) | $T_0$ + 4 ans < $T_2$ < $T_0$ + 5,5 ans |
| Création de ligne souterraine 225 kV | $T_0$ | $T_0$+ 24 mois < $T_1$ < $T_0$+ 35 mois (DUP) | $T_0$ + 5 ans< $T_2$ < $T_0$ + 6,5 ans |
| Création de poste 225 kV ou 63 kV | $T_0$ | $T_0$+ 18 mois < $T_1$ < $T_0$+ 35 mois (DUP) | $T_0$ + 5,5 ans < $T_2$ < $T_0$ + 7,5 ans |
| Création ou reconstruction de ligne aérienne 225 ou 400 kV | $T_0$ | $T_0$ + 18 mois < $T_1$ < $T_0$+ 45 mois (Débat public, DUP) | $T_0$ + 6 ans < $T_2$ < $T_0$ + 8 ans |

## Projets d'ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

| Type de projet | Démarrage des études | Procédures et études | Fin des procédures et études | Achats et travaux |
|---|---|---|---|---|
| Création de poste source 225/20 kV ou 63/20 kV | T0 | T0 + 2 à 4 ans | T1 | T1 + 1,5 à 3,5 ans |
| Ajout de transformateur dans un poste existant sans extension foncière | T0 | T0 + 8 à 20 mois | T1 | T1 + 16 à 24 mois |
| Remplacement de transformateur dans un poste existant | T0 | T0 + 4 à 20 mois | T1 | T1 + 16 à 24 mois |
| Création 1/2 rame | T0 | T0 + 4 à 14 mois | T1 | T1 + 1 à 2 ans |
| Ajout de transformateur avec extension foncière | T0 | T0+20 mois, après acquisition du terrain | T1 | T1 + 1,5 à 3 ans |
| Création ½ rame avec extension foncière | T0 | T0+20 mois, après acquisition du terrain | T1 | T1 + 1,5 à 3 ans |

# DÉLAIS DE MISE À DISPOSITION DES CAPACITÉS D'ACCUEIL

La mise à disposition des capacités d'accueil pour les énergies renouvelables s'échelonnera dans le temps en fonction de la durée de réalisation des investissements sur le réseau. On peut illustrer cet échelonnement en 3 périodes :

- Période 1 : Accueil sur le réseau existant et décidé (créations demi-rames HTA, capacités d'accueil résiduelles et optimisation du réseau existant via des solutions flexibles, notamment l'installation d'automates),
- Période 2 : Investissements dans les postes existants (capacités disponibles sous un délai prévisionnel de 3 ans après approbation du schéma – il s'agit principalement d'installer de nouveaux transformateurs ou de remplacer des transformateurs par de plus puissants dans l'enceinte des postes existants)
- Période 3 : Investissements plus structurants nécessitant généralement des phases de concertation, d'évaluation environnementale et d'acquisition foncière (capacités disponibles au-delà de 3 ans)

Sur la base de la méthodologie indiquée ci-dessus, et sous réserve de l'atteinte des seuils de déclenchement des travaux durant la phase étude de chaque projet, une vision macroscopique de la dynamique de mise à disposition des capacités réservées du schéma est donnée ci-après :

| | Période 1 | Période 2 | Période 3 |
|---|---|---|---|
| Capacités additionnelles mises à dispositions | Environ 3500 MW | Environ 1600 MW | Environ 1300 MW |
| Capacités globales mises à disposition | Environ 3500 MW | Environ 5100 MW | 6400 MW |

**Ainsi, le fait que de la capacité d'accueil soit « réservée » pour les énergies renouvelables sur un poste électrique donné ne signifie pas pour autant que toute cette capacité d'accueil soit accessible immédiatement.**

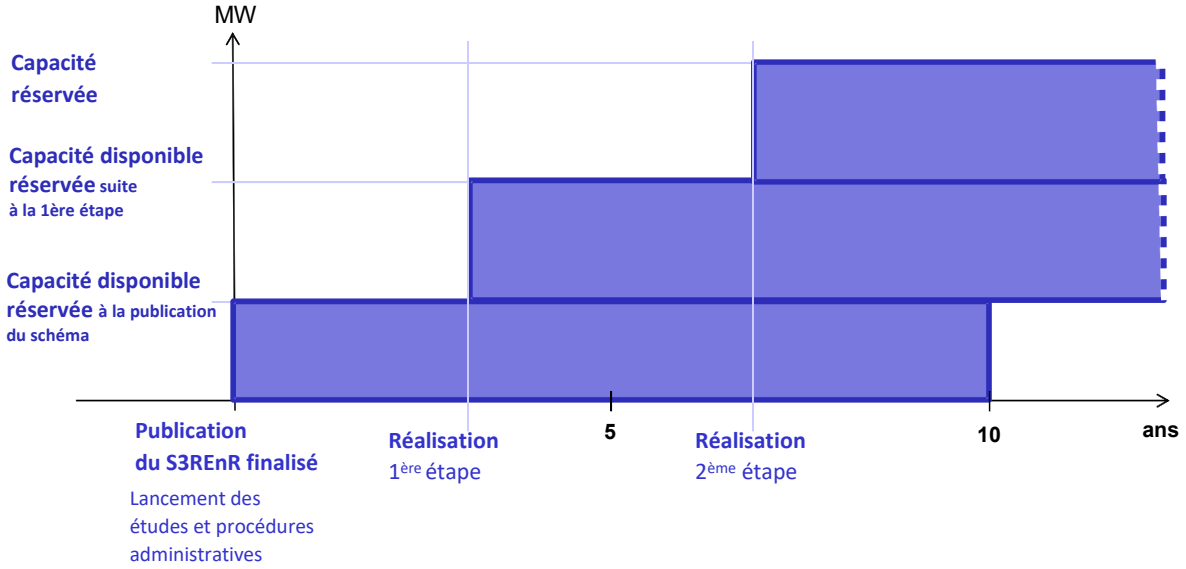
C'est justement l'objectif du schéma que d'organiser la création progressive de cette capacité, et d'en réserver le bénéfice pendant dix ans pour les énergies renouvelables.

Il convient donc de distinguer :

- La capacité réservée du poste, qui ne sera par définition accessible qu'une fois réalisés le poste ou l'ensemble des renforcements et des créations d'ouvrages prévus par le schéma et susceptibles d'accroître la capacité d'accueil sur ce poste ;
- La capacité disponible réservée, part disponible de la capacité réservée, accessible immédiatement ou après achèvement des travaux déjà lancés. Son niveau dépend du degré d'avancement des renforcements et des créations d'ouvrages prévus au schéma. Il peut aussi dépendre de la réalisation effective des projets inclus dans l'état initial (cf. annexe 1).

## *Principe d'évolution dans le temps*

Le schéma ci-dessous illustre l'exemple d'un poste existant donnant lieu à deux étapes successives de renforcement ou de création d'ouvrage, permettant d'accroître la capacité disponible réservée progressivement jusqu'à la capacité réservée au titre du schéma :




Au fur et à mesure de la mise en service de ces ouvrages, la capacité réservée disponible pour le raccordement des énergies renouvelables sur chaque poste va ainsi évoluer, à partir de la capacité disponible réservée au moment du dépôt du schéma, jusqu'à la capacité d'accueil réservée au titre du schéma.

Conformément aux dispositions de l'article D.321-20 du code de l'énergie, les études et les procédures administratives associées aux renforcements et aux créations d'ouvrage sont engagées dès la quote-part approuvée et le S3REnR publié. En revanche, une fois les autorisations administratives obtenues, les critères déterminant le début de réalisation des travaux pour les ouvrages à créer ou à renforcer, sont fixés par la documentation technique de chacun des gestionnaires des réseaux publics d'électricité.

# ACTUALISATION DU COÛT DES OUVRAGES

**Le code de l'énergie prévoit que le schéma précise les modalités d'actualisation et la formule d'indexation du coût des ouvrages à créer dans le cadre du schéma.**

La quote-part exigible des producteurs qui bénéficient des capacités réservées est égale au produit de la puissance de l'installation de production à raccorder par le quotient du coût des ouvrages à créer par la capacité globale d'accueil du schéma.

Conformément aux méthodes soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie, le coût prévisionnel des ouvrages à créer dans le cadre du schéma est établi aux conditions économiques en vigueur dans la période d'approbation de la quote-part du schéma.

Afin de tenir compte de l'effet « prix » observé sur les dépenses d'ouvrages à créer, le coût des ouvrages à créer sera indexé, au moins annuellement, sur l'évolution d'un indice public, reflétant les coûts de réalisation des ouvrages concernés. L'indice retenu par les gestionnaires de réseau est précisé dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau. L'indice utilisé à ce jour pour les S3REnR est le TP12a « Réseaux d'énergie et de communication hors fibre optique ».

Concrètement, à puissance égale, les quotes-parts – ou portion de quote-part – facturées au cours de la Nième année du schéma se verront appliquer un taux d'indexation, par rapport aux quotes-parts facturées la première année, égal à l'évolution de l'indice retenu entre « septembre de l'année N-1 de facturation » et « septembre précédant le mois d'approbation du schéma ».

En revanche, le coût des ouvrages intégrés au périmètre de mutualisation ne sera pas actualisé en fonction des aléas de réalisation ou des évolutions de consistance entre l'élaboration du schéma et leur réalisation. Une telle modification ne pourra résulter que d'une mise à jour du schéma lui-même.

# ÉVOLUTIONS DU SCHÉMA

**Lors de la vie du S3REnR, des modifications du schéma peuvent être proposées pour permettre de répondre à des demandes de raccordement.**

Les modifications d'un schéma sont encadrées par deux mécanismes distincts :

- Le transfert de capacités réservées d'un poste à l'autre : au sein d'un même schéma, la capacité réservée peut être transférée entre les postes sous réserve de prise en compte des contraintes physiques pouvant s'exercer sur les réseaux publics d'électricité[33]. Ce mécanisme permet d'ajuster le gisement identifié, tout en conservant inchangées les caractéristiques globales du schéma (travaux, quote-part, capacité globale d'accueil). Les transferts de capacités sont notifiés au préfet par RTE, qui publie les capacités réservées modifiées.
- L'adaptation du schéma : elle permet une modification locale du schéma avec un impact potentiel sur les investissements et les capacités réservées. A la différence d'une révision d'un S3REnR, elle ne réexamine pas le S3REnR dans sa globalité et s'inscrit dans les choix du schéma approuvé. Elle bénéficie d'un processus de mise en œuvre allégé (consultation sur le projet) mais se voit limitée dans son ampleur.[34]

Lorsque sont réunies les conditions de révision des S3REnR[35], RTE procède, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution concernés, à la révision du schéma. La révision d'un S3REnR consiste à réactualiser les caractéristiques du schéma (travaux, quote-part, capacité d'accueil, gisement…). Les modalités de mise en œuvre d'une révision sont décrites dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau public.

[33] Les modalités d'étude et les critères de mise en œuvre des transferts sont précisés dans le Code de l'énergie et dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau public.

[34] Les critères de mise en œuvre des adaptations sont décrits dans l'article D321-20-2 du Code de l'énergie et les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau public.

[35] Prévues au premier alinéa de l'article D.321-20-5 du Code de l'énergie.

# AUTRES MODALITES DU SCHÉMA

**Production de puissance inférieure ou égale à 250 kVA**

Le schéma est établi de manière à permettre également le raccordement de la production de puissance inférieure ou égale à 250 kVA. Le calcul de la quote-part tient compte du volume de production estimé pour ce segment. Cependant, cette partie de la quote-part est supportée par les gestionnaires de réseau.

**Cas des zones frontières entre deux régions**

Pour respecter la règle de minimisation du coût des ouvrages propres, certains producteurs d'une région peuvent être raccordés en aval d'un poste d'une autre région administrative. Si le volume de ces projets s'avère significatif par rapport au volume d'accueil de la production de la région, de telles spécificités sont mentionnées dans le document.

Ainsi, certains ouvrages prévus dans la présente révision du S3REnR Provence-Alpes-Côte d'Azur permettent de créer de la capacité d'accueil sur laquelle pourraient se raccorder des projets EnR des régions limitrophes. C'est en particulier le cas de la desserte du Rosanais et du plateau d'Albion, qui pourront bénéficier à des projets EnR sur l'Est et le Sud-Est des Baronnies en Drôme Provençale (en région Auvergne-Rhône-Alpes).

Inversement, des projets EnR en Provence-Alpes-Côte d'Azur pourraient bénéficier de capacités de raccordement offertes par les S3REnR des régions limitrophes. Il s'agit en particulier des capacités prévues dans le schéma Occitanie en limite Est du Gard, à proximité des Bouches-du-Rhône et du Vaucluse, et de la création du poste source des Baronnies prévue dans le schéma Auvergne-Rhône-Alpes révisé, à proximité du Vaucluse.

**Informations mises à la disposition des producteurs**

Pour permettre à tout producteur d'évaluer la faisabilité de son projet du point de vue de l'accès au réseau, RTE publie un certain nombre d'informations sur le site internet www.capareseau.fr. Ces informations sont élaborées en collaboration avec les gestionnaires du réseau de distribution.

Les capacités disponibles réservées à un instant donné vont évoluer en fonction de la mise en service progressive des projets de renforcement ou de création et de l'évolution de la file d'attente. A titre d'information, les capacités disponibles réservées à la date de dépôt du schéma auprès du préfet de région figurent en annexe 2.

**Accessibilité de la capacité réservée sur les différents niveaux de tension d'un même poste**

Le schéma est établi, sauf mention contraire, de manière à permettre le raccordement de la production au niveau de tension HTA d'un poste source. Il inclut à cette fin la création des équipements de transformation permettant d'évacuer cette production vers le niveau de tension HTB de ce même poste.

Si le schéma privilégie le raccordement des énergies renouvelables en HTA, il ne saurait toutefois exclure la possibilité de raccorder une installation de production dans le domaine de tension HTB, notamment si cela résulte de l'application de la réglementation (prescriptions techniques pour le raccordement des installations de production aux réseaux publics de distribution et de transport d'électricité).

En application du code de l'énergie, la quote-part due par le producteur est identique quel que soit le domaine de tension de raccordement de l'installation.

# ANNEXES

# ANNEXE 1 :

# ETAT INITIAL DU S3RENR DE PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR

## ÉTAT INITIAL DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

### *Etat initial du réseau public de transport*

**Travaux prévus dans l'état initial du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur antérieur approuvé en 2014**

| Ouvrage | Travaux engagés ? (oui ou non) | Liaison et/ou poste | Semestre prévisionnel de mise en service |
|---|---|---|---|
| Création poste d'Ollières 225/63 kV | oui | Liaisons et postes | 1er semestre 2023 |
| Création postes et liaisons Haute Durance 225 et 63kV | oui | Liaisons et postes | 2nd semestre 2023 |
| Raccordement du poste source de Rocbaron | oui | Liaisons et postes | 1er semestre 2023 |
| Raccordement du poste source de Saint Savournin | oui | Liaison et poste | Mis en service à l'été 2021 |
| Raccordement du poste source de Salon Bel Air | oui | Liaisons et postes | Mis en service au 1er semestre 2021 |
| Système de ligne virtuelle par batteries Ventavon (projet expérimental RINGO) | oui | Batterie | 2ème semestre 2022 |

# ANNEXES

## Ouvrages créés ou renforcés, en service ou engagés, du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur antérieur

Ce paragraphe reprend uniquement les investissements qui ont été décidés par RTE dans le cadre du précédent schéma de raccordement de la région Provence Alpes Côte d'Azur Dans la mesure où ces travaux sont nécessaires pour le raccordement des projets EnR, s'ils ne sont pas engagés à la date d'approbation de la quote-part du schéma révisé, ils intègrent les investissements prévus par les gestionnaires de réseau pour la création des ouvrages ayant vocation à intégrer le périmètre de mutualisation du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur.

| Ouvrages Renforcés | Semestre prévisionnel de mise en service | Impact sur le S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur |
|---|---|---|
| Renforcements des lignes 225 kV Oraison Sisteron et St Auban Ste Tulle | Mis en service | |
| Renforcement de la ligne 150 kV Bancairon Lingostière | Mis en service | |
| Ajout d'un 2nd transformateur 225 / 150 kV au poste de Lingostière (part renforcement) - Mutation du transformateur existant | Mis en service | |
| Installation de PVH (équipement de contrôle-commande) au poste de Salernes 63 kV | 2nd semestre 2022 | Permet de dépasser le seuil de 12 MW d'EnR raccordés sur ce poste |
| Installation d'un automate au poste de BUECH | Mis en service | |

| Ouvrages Créés | Semestre prévisionnel de mise en service | Impact sur le S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur |
|---|---|---|
| Ajout d'un 2nd transformateur 225 / 150 kV au poste de Lingostière | 1er semestre 2022 | Amélioration d'accueil des EnR dans la zone 150 kV Vallée de la Tinée-Verdon |
| Création d'une ligne souterraine 63kV entre Sisteron et Lazer | 2nd semestre 2024 | Nécessaire à la mise à disposition de 60 MW aux postes de Veynes, Ventavon et Trescleoux |
| Raccordement du poste source 225/20 kV de Valderoure | Mis en service au 2ème semestre 2021 | Nécessaire à la mise à disposition de 160 MW au poste de Valderoure |
| Travaux liés à l'ajout d'un transfo 63/20 kV au poste de Limans | Mis en service au 2nd semestre 2020 | Nécessaire à la mise à disposition de 36 MW au poste de Limans |
| St Auban : création d'un départ 225 kV pour le raccordement du poste source | 2nd semestre 2023 | Augmentation des capacités d'accueil des EnR dans la vallée de la Durance. |
| Travaux liés à l'ajout d'un transfo 63/20 au poste de Mas de Gouin | 2nd semestre 2025 | Nécessaire au raccordement des projets en file d'attente |

# ANNEXES

**D'autres travaux décidés par RTE dans la région Provence Alpes Côte d'Azur qui contribuent à créer de la capacité d'accueil et intègrent ainsi l'état initial, car ils permettent de dégager de la capacité pour accueillir des gisements proches :**

| Ouvrage | Travaux engagés ? (oui ou non) | Liaison et/ou poste | Date prévisionnelle de mise en service | Impact sur le S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur |
|---|---|---|---|---|
| Création de la ligne 63 kV Repasse-Ste Tulle 2 | Non (instruction en cours) | liaison | Mise en service 2024 | Augmentation de la capacité d'accueil La Repasse, Limans, Brillane |
| Renouvellement de la file 150 kV entre Ste Tulle et Lingostière | Oui (début des travaux prévu en sept. 2021) | liaison | Mise en service fin 2022 | Amélioration de capacité d'accueil dans la zone 150 kV Roumoules, Castellane, Entrevaux, Guillaume, Bancairon |

## *Etat initial du réseau public de distribution ENEDIS*

**Travaux prévus dans l'état initial du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur antérieur**

| Ouvrage | Travaux engagés ? (oui ou non) | Liaison et/ou poste | Semestre prévisionnel de mise en service |
|---|---|---|---|
| Création poste source 225/20KV de Rocbaron | oui | poste | 1er semestre 2023 |
| Création poste source 225/20KV de St Savournin | oui | poste | Mis en service à l'été 2021 |
| Création poste source 63/20KV de Salon Bel air | oui | poste | Mis en service au 1er semestre 2021 |

**Ouvrages créés ou renforcés, en service ou engagés, du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur antérieur :**

Ce paragraphe reprend uniquement les investissements qui ont été décidés par RTE dans le cadre du précédent schéma de raccordement de la région Provence Alpes Côte d'Azur Dans la mesure où ces travaux sont nécessaires pour le raccordement des projets EnR, s'ils ne sont pas engagés à la date d'approbation de la quote-part du schéma révisé, ils intègrent les investissements prévus par les gestionnaires de réseau pour la création des ouvrages ayant vocation à intégrer le périmètre de mutualisation du S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur.

| Ouvrages Renforcés | Semestre prévisionnel de mise en service | Impact sur le S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur |
|---|---|---|
| Ventavon - Mutation Transfo de 20 en 36MVA | Mis en service au 1er semestre 2021 | Nécessaire à la mise à disposition de 16 MW au poste de Ventavon |
| Vinon- Mutation Transfo de 20 en 36MVA | Mis en service au 2nd semestre 2021 | Nécessaire à la mise à disposition de 16 MW au poste de Vinon |
| Trescleoux – Mutation de 2 transformateurs de 20 en 36 MVA | 2nd semestre 2023 | Augmentation des capacités d'accueil des EnR dans la vallée de la Durance. |

| Ouvrages Créés | Semestre prévisionnel de mise en service | Impact sur le S3REnR Provence Alpes Côte d'Azur |
|---|---|---|
| Limans - Ajout Transfo 36MVA | Mis en service au 2nd semestre 2020 | Nécessaire à la mise à disposition de 36 MW au poste de Limans |
| Plan-d'Orgon - Ajout 1/2 Rame | Mis en service au 2nd semestre 2020 | Nécessaire au raccordement des projets en file d'attente |
| Ventavon - Ajout 1/2 Rame | Mis en service | Nécessaire au raccordement des projets en file d'attente |
| Création poste de Valderoure | Mis en service au 2ème semestre 2021 | Nécessaire à la mise à disposition de 160 MW au poste de Valderoure |
| Ajout ½ rame HTA au poste d'Apt | 1er semestre 2022 | Nécessaire au raccordement des projets en file d'attente |
| Ajout ½ rame HTA au poste de Salernes | Mis en Service | Nécessaire au raccordement des projets en file d'attente |
| Mas de Gouin – Ajout Transfo 36 MVA | 2nd semestre 2025 | Nécessaire au raccordement des projets en file d'attente |

# ÉTAT DES LIEUX DES PRODUCTIONS

**État des lieux des installations de production énergies renouvelables** (hors hydraulique installé avant 2014) **prises en compte dans l'état initial du présent schéma révisé.** Ces valeurs ont été actualisées au 31 mars 2022.

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| AIX MOURET | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 6,3 |
| AIX-EN-PROVENCE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 2,8 |
| ANNIBAL | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 0 |
| ANTIBES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,8 |
| APT | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 33,2 |
| ARENC | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 4,8 |
| L'ARGENTIERE | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 31,5 |
| ARLES | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 29,3 |
| ATHELIA | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 4,3 |
| AUBAGNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 5,4 |
| AURIOL | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 3 |
| AVIGNON | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 22,8 |
| BROC-CARROS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 2,4 |
| BELLE-DE-MAI | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 2,1 |
| BANCAIRON | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1,9 |
| BARCELONNETTE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 4 | 6 |
| BARJOLS | Haute-Provence et Verdon | 83 | 50,2 |
| LA BASTIDONNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 2,9 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| LA BEDOULE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 1,6 |
| BERRE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 33,5 |
| BLAUX | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 4 | 26,1 |
| LA BOCCA | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 6,7 |
| BRIANCON | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 6,6 |
| LA BRILLANNE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 25,3 |
| BRUNET | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 3,8 |
| LES BEAUMETTES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 2 |
| BEAUSOLEIL | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,2 |
| LA CONDAMINE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 4 | 23,6 |
| CHÂTEAU GOMBERT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 4,6 |
| CAGNES-SUR-MER | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1,9 |
| CHATEAU-QUEYRAS | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 1,8 |
| CAILLOLS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 17,5 |
| CANNES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,2 |
| CARNOULES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 28,5 |
| CARPENTRAS | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 17,8 |
| CARQUEIRANNE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 6,5 |
| CASTILLON | Haute-Provence et Verdon | 4 | 3,2 |
| CAVAILLON | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 22,2 |
| CAVALAIRE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 0,3 |
| LES CHABAUDS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 14,9 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| LA CIOTAT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 0,3 |
| COLOMB | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 9,2 |
| COMTAT | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 10,1 |
| CONCEPTION | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 13,1 |
| CONTES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1,6 |
| CHATEAURENARD | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 45,3 |
| CHAUDANNE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 0,3 |
| COUREGES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 10,5 |
| COURTINE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 35,5 |
| DIGUE-DES-FRANCAIS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 2,7 |
| DARSE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 66,4 |
| DIGNE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 7,9 |
| DRAGUIGNAN | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 25,2 |
| LA DURANNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 9,1 |
| ENCO-DE-BOTTE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 14,6 |
| EGUILLES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 7,5 |
| EMBRUN | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 21,7 |
| L'ENSOLEILLE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 6,3 |
| ENTRAIGUES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 8,8 |
| ENTREVAUX | Alpes Maritimes et Est Var | 4 | 10,5 |
| L'ESCAILLON | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 26 |
| L'ESCARELLE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 27,7 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| EYSELLE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 30 |
| FOUX-D'ALLOS | Alpes Maritimes et Est Var | 4 | 0,4 |
| FAVARY | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 12,6 |
| FEUILLANE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 71,05 |
| FREJUS | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 6,9 |
| GREOUX | Haute-Provence et Verdon | 4 | 61,5 |
| GAP | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 11,3 |
| LA GARDE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 14,8 |
| GARDANNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 28 |
| LA GAVOTTE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 9,5 |
| GONTARD | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 4,1 |
| GORBELLA | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1,6 |
| GRASSE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 3,3 |
| GRISOLLES | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 17,5 |
| GROULLES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 3 |
| LA GUERACHE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 21,5 |
| GUILLAUMES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 8,6 |
| HYERES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 10,6 |
| JANAS | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 1,2 |
| LAMBESC | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 9,1 |
| LAURE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 13,3 |
| LE LAVANDOU | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 2,5 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| LAVERA | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 9,3 |
| LES LICES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 0,2 |
| LIMANS | Haute-Provence et Verdon | 4 | 37,2 |
| LINGOSTIERE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 16 |
| LE LOUP | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1,5 |
| MAS-DE-GOUIN | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 84,2 |
| MALLEMORT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 31,3 |
| MALLEFOUGASSE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 46,26 |
| MAZARGUES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 5,1 |
| LA MEDE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 9,4 |
| MEES (LES) | Haute-Provence et Verdon | 4 | 21,3 |
| MENTON | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,3 |
| MEYRARGUES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 25,8 |
| MIRAMAS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 66,3 |
| MOUGINS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 3,8 |
| MOUISSONNES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 14,9 |
| MARTIGUES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 8,7 |
| LA MARTINIERE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 40,4 |
| MONTAGNETTE | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 0 |
| MONTDAUPHIN | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 20 |
| MONTMARTEL | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 11 |
| LES OLIVETTES | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 48,4 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| PONT-D'ARAN | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 1,5 |
| PORT-DE-BOUC | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 5,3 |
| PONT-DU-FOSSE | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 8,6 |
| PONT-SAINT-JEAN | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,1 |
| PAS-DES-LANCIERS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 7,3 |
| PLAN-D'ORGON | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 49,8 |
| PORT-SAINT-LOUIS-DU-RH | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 61,2 |
| PLAN-DU-VAR | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 10,9 |
| PALUN | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 170 |
| PELADE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 48,4 |
| PERTUIS | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 3,4 |
| PEYMEINADE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1,2 |
| PIOLENC | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 51,2 |
| PUGET | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 5,7 |
| RABATAU | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 5 |
| RASSUEN | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 23,2 |
| LA REPASSE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 4,6 |
| RISSO | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1,1 |
| LA RODE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 0,2 |
| ROUMOULES | Haute-Provence et Verdon | 4 | 30,3 |
| ROURE | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 1,9 |
| ROUSSET | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 6,8 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| ROQUEBILLIERE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 7,2 |
| SAGNES | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 0,6 |
| SALON BEL AIR | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 43,3 |
| SERRE-BARBIN | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 4,1 |
| SALON-CROIX-BLANCHE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 27 |
| SIX-FOURS | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 11,1 |
| SALIN-DE-GIRAUD | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 6,5 |
| SERRE-PONCON | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 20,8 |
| SALERNES | Haute-Provence et Verdon | 83 | 71,4 |
| SAUMATY | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 9,3 |
| LE SELONNET | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 4 | 5,9 |
| SEPTEMES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 7,9 |
| LA SEYNE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 1,3 |
| LA SIAGNE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 8,3 |
| SIGNES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 64,4 |
| SISTERON | Haute-Provence et Verdon | 4 | 18,2 |
| SOLLIES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 4,5 |
| SORGUES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 11,1 |
| SOSPEL | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,3 |
| SAINT-AUBAN | Haute-Provence et Verdon | 4 | 122,2 |
| SAINT-CASSIEN | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 3,8 |
| SAINTE-CECILE-LES-VIGNES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 9,9 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| SAINT-CYR-SUR-MER | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 0,7 |
| SAINT-DALMAS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 3,5 |
| SAINTE-MAXIME | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 1,7 |
| SAINT-MAXIMIN | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 77,5 |
| SAINT-REMY-DE-PROVENCE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 21,1 |
| SAINT-RAPHAEL | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 1,6 |
| SAINT-ETIENNE-DE-TINEE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 18 |
| SAINT-TROPEZ | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 1,8 |
| SAINTE-TULLE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 19 |
| SAINT-VERAN | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 2,8 |
| SULAUZE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 21,38 |
| SYLVABELLE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 0 |
| TOUR-LASCARIS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,4 |
| TRINITE-VICTOR | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 12 |
| TERRADOU | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 25,7 |
| TOURRETTES | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 0,8 |
| TRANS | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 29,9 |
| TRESCLEOUX | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 67,5 |
| LA TRINITE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 17,1 |
| TRINQUETAILLE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 4,2 |
| VIEUX PORT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 0,1 |
| VAISON-LA-ROMAINE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 17,2 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | En service et en cours de raccordement en MW |
|---|---|---|---|
| LE VAL | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 51,6 |
| VALBONNE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 13 |
| VALDEROURE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 68,5 |
| VARS | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 0 |
| VEDENE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 36,3 |
| VENCE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 0,7 |
| VENTAVON | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 59,1 |
| LA VERRERIE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 22 |
| VEYNES | Hautes-Alpes et Vallée de L'Ubaye | 5 | 37,1 |
| VINON | Haute-Provence et Verdon | 83 | 58,4 |
| VINS | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 90 |
| VITROLLES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 13,9 |
| | | **TOTAL** | **3414** |
| | | **Dont Alpes Maritimes et Est Var** | **235** |
| | | **Dont Haute-Provence et Verdon** | **577** |
| | | **Dont Hautes Alpes et Vallée de l'Ubaye** | **387** |
| | | **Dont Métropole d'Aix Marseille** | **1072** |
| | | **Dont Littoral Varois et Centre Var** | **581** |
| | | **Dont Vaucluse et Pays d'Arles** | **562** |

# ANNEXE 2 : Capacités retenues au schéma révisé

**Les capacités d'accueil réservées aux EnR dans le présent schéma révisé sont indiquées en MW, par niveau de tension et par poste, dans le tableau suivant**. La capacité réservée disponible immédiatement (non conditionnée par des travaux) y est également indiquée.

Les postes sont classés selon la zone électrique à laquelle ils appartiennent (cf. définition des zones électriques en partie 4).

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| AIX MOURET | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 72 | | 72 | 72 |
| AIX-EN-PROVENCE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 10 | | 10 | 10 |
| ALBION | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 80 | | 80 | 0 |
| ANTIBES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 20 | | 20 | 20 |
| APT | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 67 | | 67 | 31 |
| ARENC | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 41 | | 41 | 41 |
| ARLES | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 19 | | 19 | 19 |
| ASSE DURANCE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 160 | | 160 | 0 |
| ATHELIA | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 20 | | 20 | 20 |
| AUBAGNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 20 | | 20 | 20 |
| AURIOL | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 20 | | 20 | 20 |
| AVIGNON | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | **75** | | **75** | **75** |
| BANCAIRON | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 10 | | 10 | 10 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| BARCELONNETTE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 4 | 38 | | 38 | 0 |
| BARJOLS | Haute-Provence et Verdon | 83 | 20 | | 20 | 0 |
| BEAUSOLEIL | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 10 | | 10 | 10 |
| BELLE-DE-MAI | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 22 | | 22 | 22 |
| BERRE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 46 | | 46 | 46 |
| BIANCON | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 80 | | 80 | 0 |
| BOUTRE-PROVENCE | Haute-Provence et Verdon | 83 | 160 | | 160 | 0 |
| BRIANCON | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 10 | | 10 | 0 |
| BROC-CARROS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 41 | | 41 | 41 |
| BRUNET | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 10 | | 10 | 10 |
| CAGNES-SUR-MER | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 27 | | 27 | 27 |
| CAILLOLS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 27 | | 27 | 27 |
| CANNES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 5 | | 5 | 5 |
| CARNOULES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 23 | | 23 | 23 |
| CARPENTRAS | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 24 | | 24 | 24 |
| CARQUEIRANNE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| CASTELLANE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 19 | | 19 | 19 |
| CASTILLON | Haute-Provence et Verdon | 4 | 1 | | 1 | 1 |
| CAVAILLON | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 39 | | 39 | 39 |
| CAVALAIRE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 15 | | 15 | 15 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| CENTRE BUECH | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 80 | | 80 | 0 |
| CHÂTEAU GOMBERT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 31 | | 31 | 31 |
| CHATEAU-QUEYRAS | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 10 | | 10 | 0 |
| CHATEAURENARD | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 73 | | 73 | 33 |
| COLOMB | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 44 | | 44 | 9 |
| COMTAT | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 24 | | 24 | 24 |
| CONCEPTION | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 35 | | 35 | 35 |
| CONTES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 10 | | 10 | 10 |
| COUREGES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 31 | | 31 | 31 |
| COURTINE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 24 | | 24 | 24 |
| DARSE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 108 | | 108 | 12 |
| DIGNE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 24 | | 24 | 0 |
| DIGUE-DES-FRANCAIS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 99 | | 99 | 99 |
| DRAGUIGNAN | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 43 | | 43 | 43 |
| EGUILLES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 21 | | 21 | 21 |
| EMBRUN | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 20 | | 20 | 0 |
| ENCO-DE-BOTTE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 21 | | 21 | 21 |
| ENTRAIGUES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| ENTREVAUX | Alpes Maritimes et Est Var | 4 | 80 | | 80 | 18 |
| FAVARY | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 32 | | 32 | 32 |
| FEUILLANE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 196 | | 196 | 0 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| FOUX-D'ALLOS | Alpes Maritimes et Est Var | 4 | 10 | | 10 | 0 |
| FREJUS | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 19 | | 19 | 19 |
| GAP | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 28 | | 28 | 0 |
| GARDANNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 36 | | 36 | 36 |
| GONTARD | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 33 | | 33 | 33 |
| GORBELLA | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 5 | | 5 | 5 |
| GRASSE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 25 | | 25 | 25 |
| GRIMAUD | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 27 | | 27 | 27 |
| GRISOLLES | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 16 | | 16 | 0 |
| GROULLES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 25 | | 25 | 25 |
| GUILLAUMES | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 13 | | 13 | 10 |
| HAUT VAR | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 160 | | 160 | 0 |
| HYERES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 17 | | 17 | 17 |
| ISOLA 2000 | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 3 | | 3 | 3 |
| ISOLA VILLAGE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1 | | 1 | 1 |
| JANAS | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 10 | | 10 | 10 |
| LA BASTIDONNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 15 | | 15 | 15 |
| LA BEDOULE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 15 | | 15 | 15 |
| LA BOCCA | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 35 | | 35 | 35 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| LA BRILLANNE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 18 | | 18 | 18 |
| LA CIOTAT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 5 | | 5 | 5 |
| LA CONDAMINE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 4 | 21 | | 21 | 0 |
| LA DURANNE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 102 | | 102 | 102 |
| LA GARDE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 140 | | 140 | 140 |
| LA GAVOTTE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 25 | | 25 | 25 |
| LA MARTINIERE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 46 | | 46 | 17 |
| LA MEDE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 20 | | 20 | 20 |
| LA REPASSE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 7 | | 7 | 7 |
| LA RODE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 5 | | 5 | 5 |
| LA SEYNE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 10 | | 10 | 10 |
| LA SIAGNE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 15 | | 15 | 15 |
| LA TRINITE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 9 | | 9 | 0 |
| LAMBESC | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 39 | | 39 | 39 |
| LARAGNAIS 225 kV | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 80 | | 80 | 0 |
| L'ARGENTIERE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 13 | | 13 | 0 |
| LAURE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 25 | | 25 | 25 |
| LAVERA | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 61 | | 61 | 45 |
| LE LAVANDOU | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| LE LOUP | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 20 | | 20 | 20 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| LE SELONNET | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 4 | 10 | | 10 | 0 |
| LE VAL | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 27 | | 27 | 0 |
| L'ENSOLEILLE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 18 | | 18 | 18 |
| LES BEAUMETTES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 25 | | 25 | 25 |
| LES CHABAUDS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 40 | | 40 | 40 |
| LES LICES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 5 | | 5 | 5 |
| LES OLIVETTES | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 11 | | 11 | 11 |
| LES SAGNES | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 10 | | 10 | 0 |
| L'ESCAILLON | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| L'ESCARELLE | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 66 | | 66 | 14 |
| LIMANS | Haute-Provence et Verdon | 4 | 22 | | 22 | 22 |
| LINGOSTIERE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 20 | | 20 | 20 |
| MALLEMORT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 84 | | 84 | 32 |
| MARTIGUES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 54 | | 54 | 54 |
| MAS-DE-GOUIN | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 36 | | 36 | 4 |
| MAZARGUES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 29 | | 29 | 29 |
| MENTON | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 12 | | 12 | 12 |
| MEYRARGUES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 16 | | 16 | 16 |
| MIRAMAS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 30 | | 30 | 0 |
| MONTDAUPHIN | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 10 | | 10 | 0 |
| MONTMARTEL | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 24 | | 24 | 24 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| MOUGINS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 25 | | 25 | 25 |
| MOUISSONNES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 36 | | 36 | 36 |
| NORD DE CRAU | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 80 | | 80 | 0 |
| PAS-DES-LANCIERS | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 19 | | 19 | 19 |
| PERTUIS | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 26 | | 26 | 26 |
| PEYMEINADE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 15 | | 15 | 15 |
| PIOLENC | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 27 | | 27 | 27 |
| PLAN-D'ORGON | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 111 | | 111 | 31 |
| PLAN-DU-VAR | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 13 | | 13 | 13 |
| PONT-D'ARAN | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| PONT-DU-FOSSE | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 18 | | 18 | 0 |
| PONT-SAINT-JEAN | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 10 | | 10 | 10 |
| PORT-DE-BOUC | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 50 | | 50 | 50 |
| PORT-SAINT-LOUIS-DU-RH | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 22 | | 22 | 6 |
| PUGET | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 19 | | 19 | 19 |
| PUIMICHEL | Haute-Provence et Verdon | 4 | | 110 | 110 | 0 |
| RABATAU | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 28 | | 28 | 28 |
| RASSUEN | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 89 | | 89 | 89 |
| RISSO | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 33 | | 33 | 33 |
| ROCBARON | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 40 | | 40 | 40 |

# ANNEXES

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ROQUEBILLIERE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 4 | | 4 | 4 |
| ROSANAIS | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 80 | | 80 | 0 |
| ROUMOULES | Haute-Provence et Verdon | 4 | 12 | | 12 | 12 |
| ROURE | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 5 | | 5 | 5 |
| ROUSSET | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 20 | | 20 | 20 |
| SAINT SAVOURNIN | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 30 | | 30 | 30 |
| SAINT-AUBAN | Haute-Provence et Verdon | 4 | 53 | | 53 | 3 |
| SAINT-CASSIEN | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| SAINT-CYR-SUR-MER | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 10 | | 10 | 10 |
| SAINT-DALMAS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 1 | | 1 | 0 |
| SAINTE-CECILE-LES-VIGNES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 28 | | 28 | 28 |
| SAINTE-MAXIME | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| SAINT-ETIENNE-DE-TINEE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 3 | | 3 | 3 |
| SAINTE-TULLE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 5 | | 5 | 5 |
| SAINT-MAXIMIN | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 25 | | 25 | 0 |
| SAINT-RAPHAEL | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 20 | | 20 | 20 |
| SAINT-REMY-DE-PROVENCE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 12 | | 12 | 12 |
| SAINT-TROPEZ | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 14 | | 14 | 14 |
| SAINT-VERAN | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 21 | | 21 | 21 |
| SALERNES | Haute-Provence et Verdon | 83 | 14 | | 14 | 0 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SALIN-DE-GIRAUD | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 13 | | 13 | 13 |
| SALON BEL AIR | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 60 | | 60 | 30 |
| SALON-CROIX-BLANCHE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 31 | | 31 | 31 |
| SAUMATY | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 58 | | 58 | 58 |
| SEPTEMES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 21 | | 21 | 21 |
| SERRE-BARBIN | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 10 | | 10 | 0 |
| SERRE-PONCON | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 38 | | 38 | 0 |
| SIGNES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 24 | | 24 | 0 |
| SISTERON | Haute-Provence et Verdon | 4 | 58 | | 58 | 0 |
| SIX-FOURS | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 12 | | 12 | 12 |
| SOLLIES | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 34 | | 34 | 34 |
| SORGUES | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 65 | | 65 | 65 |
| SOSPEL | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 12 | | 12 | 0 |
| SUD VALENSOLE | Haute-Provence et Verdon | 4 | 160 | | 160 | 0 |
| SYLVABELLE | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 10 | | 10 | 10 |
| TERRADOU | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 133 | | 133 | 53 |
| TOUR-LASCARIS | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 5 | | 5 | 5 |
| TOURRETTES | Alpes Maritimes et Est Var | 83 | 19 | | 19 | 19 |
| TRANS | Littoral Varois et Centre Var | 83 | 33 | | 33 | 33 |
| TRESCLEOUX | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 40 | | 40 | 4 |
| TRINITE-VICTOR | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 14 | | 14 | 14 |

| Nom poste | Zone électrique | Département | Capacité réservée en HTA | Capacité réservée en HTB | Capacité d'accueil | Capacité réservée disponible immédiatement |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TRINQUETAILLE | Vaucluse et Pays d'Arles | 13 | 10 | | 10 | 10 |
| VAISON-LA-ROMAINE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 18 | | 18 | 18 |
| VALBONNE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 15 | | 15 | 15 |
| VALDEROURE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 90 | | 90 | 10 |
| VARS | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 5 | | 5 | 0 |
| VEDENE | Vaucluse et Pays d'Arles | 84 | 24 | | 24 | 24 |
| VENCE | Alpes Maritimes et Est Var | 6 | 15 | | 15 | 15 |
| VENTAVON | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 46 | | 46 | 0 |
| VEYNES | Hautes-Alpes et Vallée de l'Ubaye | 5 | 69 | | 69 | 0 |
| VIEUX PORT | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 18 | | 18 | 18 |
| VINON | Haute-Provence et Verdon | 83 | 6 | | 6 | 6 |
| VITROLLES | Métropole d'Aix-Marseille | 13 | 26 | | 26 | 26 |
| | | **TOTAL** | **6 290** | **110** | **6 400** | **3 672** |
| | | **Dont Alpes Maritimes et Est Var** | **979** | **0** | **979** | **764** |
| | | **Dont Haute-Provence et Verdon** | **739** | **110** | **849** | **93** |
| | | **Dont Hautes Alpes et Vallée de l'Ubaye** | **661** | **0** | **661** | **0** |
| | | **Dont Métropole d'Aix Marseille** | **1992** | **0** | **1992** | **1455** |
| | | **Dont Littoral Varois et Centre Var** | **809** | **0** | **809** | **541** |
| | | **Dont Vaucluse et Pays d'Arles** | **1110** | **0** | **1110** | **750** |

Nota : ces totaux peuvent présenter de légères différences avec les volumes de capacités annoncés en parties 4 et 5 car certains postes électriques peuvent contribuer à desservir une zone électrique à proximité de celle où ils sont situés.

# ANNEXE 3 : ORIENTATIONS RETENUES PAR L'ETAT

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
PRÉFET DE LA RÉGION PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR

Marseille, le 11 FEV. 2020

Direction régionale
de l'Environnement,
de l'Aménagement
et du Logement

Service Énergie-Logement

Aff. suivie par : Laurent Deleersnyder
Tél : 04 88 22 63 65
Courriel : laurent.deleersnyder@developpement-durable.gouv.fr

Le Préfet de région
Provence-Alpes-Côte-d'Azur

à

Monsieur le Délégué
Régional Méditerranée
RTE Méditerranée

OBJET : Fixation de la capacité globale de raccordement pour la révision du schéma régional de raccordement aux énergies renouvelables en Provence-Alpes-Côte d'Azur

Par courrier en date du 27 novembre 2019, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE a attiré mon attention sur le fait que plus de 2/3 des capacités réservées au titre du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Provence-Alpes-Côte d'Azur avaient été consommées. Ce seuil constitue un critère de déclenchement de la révision de ce schéma.

En application de l'article L321-7 du code de l'énergie, modifié par l'ordonnance n°2019-501 du 22 mai 2019, il me revient de fixer une capacité globale pour la révision du S3REnR, tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, du schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région.

Je vous demande par conséquent d'engager les travaux de révision du S3REnR sur la base d'une capacité globale de 12,5GW pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur à horizon 2030. Cette capacité inclut les installations existantes et en attente de raccordement.

Cette décision est prise fort de la consultation des parties prenantes que j'ai organisée le 15 janvier 2020.

Cette consultation a permis d'établir que cette capacité globale constituait un scénario compatible avec le développement des nouveaux usages électriques et apte à :

- largement satisfaire une dynamique ambitieuse de développement des énergies renouvelables,
- répondre à l'ambition portée par le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie,
- répondre pour les 7 à 9 ans à venir aux ambitions du Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) approuvé le 15 octobre 2019.

Conformément au rôle qui incombe à RTE pour l'élaboration du S3REnR, je vous demande de poursuivre la concertation avec les parties prenantes et de veiller à ce que le S3REnR facilite une adaptation ou une révision ultérieure qui résulterait d'un développement régional plus rapide des énergies renouvelables et des solutions de flexibilité sous toutes leurs formes (autoconsommation, électromobilité, stockage, « power to gas »).

Je vous prie d'agréer, monsieur le Délégué Régional, l'expression de ma considération la plus distinguée.

Pierre DARTOUT

Préfecture de région Provence-Alpes-Côte d'Azur - SGAR – Place Félix Baret – CS 80001 – 13282 MARSEILLE cedex 06
Tél: 04.84.35.40.00 - Fax. 04.84.35.44.60- sgar@paca.pref.gouv.fr

Le Délégué Méditerranée

Marseille, le 16 mars 2020

M. Pierre DARTOUT
**Préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur**
Préfecture de Région
Place Félix Barret
CS 80001
13282 Marseille Cedex 06

**Objet : Révision du schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur / Déclaration d'intention de concertation préalable avec le public au titre du code de l'environnement**

Monsieur le Préfet,

Par courrier du 27 Novembre 2019, RTE vous a informé que l'une des conditions de révision des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) était remplie en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, du fait de l'attribution de plus des deux tiers de la capacité globale d'accueil de ce schéma.

Par votre courrier du 11 février 2020, et en application de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, vous avez demandé à RTE d'engager les travaux de révision sur la base d'une capacité globale de 12 500 MW à l'horizon 2030, incluant les installations existantes et en attente de raccordement. Compte tenu du volume correspondant à ces dernières, ceci conduirait, à ce jour, à la création d'une capacité d'accueil de 6 400 MW. La capacité d'accueil finale pourrait légèrement différer, en fonction de l'évolution du volume en attente de raccordement et des règles relatives à la capacité technique dégagée par les ouvrages à créer. Le projet de schéma précisera en tout état de cause la capacité d'accueil proposée.

Sur la base de cette décision et en application de l'article D.321-20-5 du code de l'énergie, RTE va procéder à la révision du schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Conformément à votre demande, RTE et les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité vont poursuivre la concertation avec les parties prenantes et en étroite relation avec vos services.

.../...

**Délégation RTE Méditerranée**

82, Avenue de Haïfa - CS 70319
13269 MARSEILLE CEDEX 08
Tél. : 04 91 30 96 03
jean-philippe.bonnet@rte-france.com

www.rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité - société anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 euros - R.C.S.Nanterre 444 619 258

Par ailleurs, conformément aux articles L.122-4 et R.122-17 du code de l'environnement, ce schéma doit faire l'objet d'une évaluation environnementale. Dans ce cadre et en application de l'article L.121-17 du code de l'environnement, je vous informe que RTE envisage d'organiser une concertation préalable avec le public sur le projet de S3REnR de Provence-Alpes-Côte d'Azur, suivant les modalités décrites en annexe du présent courrier.

Dans ces conditions, le présent courrier et son annexe constituent la déclaration d'intention prévue à l'alinéa II de l'article L.121-18 et à l'article R.121-25 du code de l'environnement ; ils doivent à ce titre être publiés sur les sites Internet de RTE et de l'Etat et être affichés dans nos locaux respectifs. Concernant RTE, la déclaration d'intention sera publiée à l'adresse suivante : https://www.rte-france.com/sites/default/files/engagement-revision-S3RENR-PACA-et-declaration-d-intention-de-concertation.pdf.

Je vous prie de croire, Monsieur le Préfet, en l'expression de ma respectueuse considération.

Jean-Philippe BONNET

# ANNEXE 4 :

# BILAN TECHNIQUE ET FINANCIER DU SCHEMA ANTERIEUR DE PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR

L'Etat Technique et Financier 2021 du schéma antérieur est consultable sur le site Internet de RTE à l'adresse suivante :

https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/le-schema-regional-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-de-provence-alpes-s3renr#Lesdocuments

# ANNEXE 5 : LEXIQUE

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| ADEeF | Association des distributeurs d'électricité en France |
| Automates | Équipements installés dans les postes électriques permettant de modifier automatiquement la configuration locale du réseau électrique (en ouvrant ou fermant certaines lignes) ou d'envoyer des ordres de baisse de puissance à des installations de production, pour gérer des contraintes d'exploitation en temps réel. |
| Autorité environnementale | L'Autorité Environnementale (AE) est une instance administrative qui donne des avis, rendus publics, sur les évaluations des impacts sur l'environnement des grands projets (infrastructures d'énergie, de transport, de télécommunications, de tourisme, etc.) et plans ou programmes et sur les mesures visant à éviter, réduire ou compenser ces impacts. |
| Autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE) | L'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution, exploité en régie ou concédé, est la commune ou l'établissement public de coopération auquel elle a transféré cette compétence, ou le département dans certains cas.<br><br>L'autorité organisatrice est mentionnée aux articles L322-1 et suivants du code de l'énergie, et définie par l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales. Les autorités organisatrices peuvent exercer leurs compétences au travers d'une autorité organisatrice unique dans les conditions prévues à cet article. |
| Câble conducteur | Les lignes électriques aériennes transportent le courant électrique grâce à des câbles conducteurs portés par les pylônes. Les câbles conducteurs sont « nus » (l'isolation électrique est assurée par l'air et non par une « gaine isolante »). La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance d'isolement augmente avec le niveau de tension. |
| Câble de garde | Il existe aussi des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les « câbles de garde ». Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs et les protègent contre la foudre. Ces câbles de garde peuvent également être utilisés pour transiter des signaux de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau électrique. |
| Câble isolé (pour une liaison souterraine) | Les conducteurs électriques enterrés ont besoin d'un isolant spécifique pour éviter que le courant électrique ne parte dans la terre. La technologie la plus utilisée aujourd'hui est celle des isolants synthétiques. Le courant circule dans un conducteur en cuivre ou en aluminium, situé à l'intérieur de cette gaine isolante. |

# ANNEXES

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| Capacité d'accueil | Capacité réservée au raccordement des énergies renouvelables sur le poste considéré. Elle correspond à la somme des capacités réservées en BT, HTA et HTB. Dans le S3REnR, cette capacité est réservée pendant 10 ans à compter de la publication du schéma pour les ouvrages existants et pendant 10 ans après la date de mise en service pour les ouvrages crées ou renforcés. |
| Cellule disjoncteur | Equipement de terminaison d'une liaison électrique situé dans un poste électrique et permettant le contrôle de cette liaison (mise en/hors tension, protection contre les court-circuits). |
| Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) | La Commission de régulation de l'électricité (CRE) est une autorité administrative indépendante ayant notamment pour mission de veiller au fonctionnement régulier du marché de l'électricité et du gaz en France. Ses missions, son organisation, son fonctionnement et ses attributions et pouvoirs sont régis par le Code de l'énergie (Livre I, Titre III). |
| Contrainte (sur un réseau électrique) | On parle de contrainte lorsqu'un composant du réseau électrique atteint ou dépasse sa limite d'exploitation (par exemple la capacité de transit d'une ligne électrique ou la capacité de transformation d'un transformateur). Pour assurer la sûreté de fonctionnement du réseau électrique, le gestionnaire du réseau électrique doit lever ces contraintes. Pour cela, plusieurs solutions peuvent être envisagées, telles qu'une modification du schéma d'exploitation du réseau lorsque c'est possible, de l'effacement de production ou des actions de renforcement du réseau (augmentation de la capacité d'un ouvrage, création d'un nouvel ouvrage). |
| CURTE | Le CURTE (Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité) est l'instance de concertation de RTE. Il a pour vocation de créer et d'entretenir une dynamique d'échange et de concertation avec l'ensemble de nos clients : producteurs, consommateurs, négociants et offreurs de service, distributeurs. Ce comité convie également des associations, des fédérations ou des syndicats professionnels regroupant des acteurs du marché. L'objectif est d'associer le plus largement possible l'ensemble des clients et de nos parties prenantes à nos travaux, afin notamment de construire les mécanismes permettant la mise en place du marché de l'électricité en France et en Europe, de faire évoluer notre offre de services, et de préparer l'avenir et les évolutions du secteur de l'énergie |
| Demi-rame ou ½ rame HTA | Equipement situé dans un poste électrique de distribution et permettant de relier l'ensemble des lignes HTA partant de ce poste aux transformateurs HTB/HTA du poste. Chaque ligne est raccordée sur la demi-rame par une cellule disjoncteur HTA. Cet équipement est comparable au jeu de barres d'un poste HTB. |
| Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) | La Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement est notamment chargée sous l'autorité du préfet de région, de mettre en œuvre les politiques de l'État en matière d'environnement, de développement et d'aménagement durables. |

# ANNEXES

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| | |
| Documentation Technique de Référence (DTR) | La documentation technique de référence (DTR) est un document public rédigé par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Publié à l'intention des utilisateurs des réseaux, il précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau, en conformité avec les dispositions législatives et règlementaires ainsi qu'avec les décisions de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), notamment en matière de raccordement, d'accès au réseau et de gestion de l'équilibre des flux. |
| Énergies renouvelables (EnR) | Les énergies renouvelables sont issues de sources naturelles inépuisables, d'où leur nom de «renouvelables». Les centrales fonctionnant grâce aux énergies renouvelables utilisent, pour produire de l'électricité, la force de l'eau (énergie hydraulique), celle du vent (énergie éolienne), le rayonnement du soleil (énergie photovoltaïque), la biomasse (bioénergies), la géothermie… |
| Effacement de la consommation | Consiste à réduire de manière curative la consommation raccordée sur le réseau de transport et/ou de distribution afin d'éviter des contraintes sur les éléments du réseau, sans report dans le temps de la consommation diminuée.<br><br>Contrairement au délestage, l'effacement implique une démarche commerciale (appel d'offres accompagné d'une rémunération). |
| Effacement (ou écrêtement) de la production | Consiste à réduire partiellement ou totalement la production raccordée sur le réseau de transport et/ou de distribution, en préventif ou en curatif, afin d'éviter des contraintes sur les éléments du réseau. |
| ENERPLAN | association des professionnels de l'énergie solaire |
| FEE | France Energie Eolienne : association des professionnels de l'éolien |
| File d'attente | Pour le réseau de transport exploité par RTE, la file d'attente comprend les projets de futures installations de production ayant fait l'objet d'une « proposition d'entrée en file d'attente » ou d'une « proposition technique et financière » acceptée ou qui ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offres. Pour le réseau de distribution, il s'agit de projets pour lesquels une demande de raccordement a été qualifiée complète par le gestionnaire de réseau de distribution. |
| Gestionnaire de réseau électrique | Société responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux. |
| Gisement | Estimation de la puissance des installations d'énergies renouvelables qui pourraient s'installer dans une zone donnée, à l'horizon du S3REnR. Ce gisement est une donnée d'entrée du S3REnR pour évaluer les besoins éventuels d'évolution du réseau électrique. |

# ANNEXES

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) | En Provence-Alpes-Côte d'Azur, les entreprises gestionnaires du réseau de distribution possédant des postes sources sont Enedis et EDSB (Hautes-Alpes). Elles gèrent les lignes électriques à moyenne et basse tension, de la sortie des postes de transformation du gestionnaire du réseau de transport (RTE) jusqu'au compteur des usagers ou clients domestiques. |
| Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) | RTE est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France. Il développe et maintient le réseau électrique de transport d'électricité. Il veille à la sécurité de l'alimentation de ses clients. Il gère l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, 24 h/24 et 7 j/7 en aiguillant les flux d'électricité et en optimisant le fonctionnement du système électrique. Il achemine l'électricité depuis ses lieux de production jusqu'aux sites industriels qui sont directement raccordés au réseau et jusqu'aux réseaux de distribution qui font le lien avec les consommateurs finaux. |
| Gigawatt (GW) | Unité de puissance usuelle utilisée en production électrique. 1 GW = 1000 MW (cf. Mégawatt).<br>A titre d'ordres de grandeur :<br>- la puissance solaire raccordée en Grand Est à fin 2018 est de 2 262 MW (2,262 GW)<br>- la puissance éolienne raccordée en Grand Est à fin 2018 est de 955 MW (0,955 GW) |
| Haute et très haute tension | Les appellations haute (HT) et très haute tension (THT) caractérisent les valeurs de tension électrique comprises entre 63 000 et 400 000 volts. L'appellation HT concerne une tension électrique de 63 000 ou 90 000 volts. L'appellation THT concerne des lignes électriques essentiellement 225 00 et 400 000 volts. |
| HTA | voir « réseau HTA » |
| HTB | voir « réseau HTB » |
| Intensité | L'intensité est la mesure du courant électrique. C'est la quantité d'électricité qui traverse un conducteur pendant une seconde. Elle est exprimée en Ampères (A). Si on compare l'électricité à l'eau, l'intensité correspond au débit d'un tuyau. |
| Isolateur | Les chaînes d'isolateurs d'une ligne électrique aérienne sont généralement en verre. Ils assurent l'isolement électrique entre le pylône et les câbles conducteurs. |
| Jeu de barres HTB | Equipement d'un poste électrique HTB permettant de relier entre elles les différentes lignes HTB issues de ce poste. Chaque ligne est reliée au jeu de barres par une cellule disjoncteur HTB. |

# ANNEXES

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| kVA (kilo Volt Ampère) | Unité de mesure de la puissance apparente d'un équipement électrique (pour plus de précisions voir définition MVA ci-après) |
| Ligne électrique aérienne | Une ligne électrique aérienne est composée de pylônes, de plusieurs câbles conducteurs, de câbles de garde et d'isolateurs. |
| Ligne électrique souterraine | Une ligne électrique souterraine est constituée de câbles isolés placés à faible profondeur. Différents modes de pose peuvent être envisagés en fonction du milieu traversé. Des ouvrages spécifiques de génie civil sont nécessaires pour franchir des obstacles (forages…). La présence de lignes électriques souterraines dans le réseau peut créer des contraintes de tension hautes et nécessiter la mise en place d'équipements complémentaires dans les postes électriques. |
| Liaison électrique | Une liaison électrique est une ligne électrique qui peut être construite en technique aérienne ou souterraine. |
| Mégawatt (MW) | Unité de puissance usuelle utilisée en production électrique. 1 MW = 1 000 kilowatts (kW) = 1 000 000 watts (W). C'est la puissance moyenne appelée par 1000 foyers. |
| Moyens de gestion statiques de la tension (condensateurs, selfs) | Équipements installés dans les postes électriques pour gérer localement la tension du réseau électrique. |
| MVA (Millions de Volts x Ampères) | Il s'agit du produit de la multiplication du niveau de tension d'un équipement électrique par sa capacité de transit. Pour des raisons électrotechniques, sur le réseau à haute tension français fonctionnant en courant alternatif à 50 Hz, 1 1 MVA est généralement compris entre 0,9 et 1 MW (puissance exprimée en millions de Watts). |
| ORE | Agence des Opérateurs de Réseau d'Energie dont l'objectif est de mettre à disposition du public l'ensemble des données relatives au marché de l'énergie et au pilotage de l'efficacité énergétique. |
| Production bioénergie | Elle comprend les biogaz, les déchets papeterie/carton, les déchets urbains, le bois-énergie et les autres biocombustibles solides. |
| Poste de raccordement | Poste électrique appartenant au réseau public, sur lequel un client est raccordé. |
| Poste électrique | Un poste électrique est un nœud du réseau assurant la connexion entre plusieurs lignes électriques. Un poste peut faire partie de plusieurs réseaux de tensions différentes, ces réseaux étant, dans le poste, reliés par des transformateurs de puissance.<br><br>Les postes électriques reçoivent l'énergie électrique, la transforment et la répartissent. Ils ressemblent donc à des gares de triage où l'électricité est orientée sur le réseau électrique. Certains d'entre eux sont comparables à des échangeurs entre une autoroute et une route nationale ou départementale. |

# ANNEXES

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| Poste source | Poste électrique alimentant le réseau moyenne tension de distribution. Autrement dit, ce sont des postes électriques qui, en abaissant la haute et très haute tension en moyenne ou basse tension, permettent à l'électricité de passer du réseau de transport au réseau de distribution, ou inversement, d'évacuer de la production raccordée en moyenne tension vers le réseau haute ou très haute tension, afin qu'elle soit acheminée vers les zones de consommation. |
| Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) | La PPE est élaborée par l'Etat. Elle fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de politique énergétique définis par la loi. L'ensemble des piliers de la politique énergétique et l'ensemble des énergies sont traités dans une même stratégie : maîtrise de la demande en énergie, maîtrise des coûts des énergies, promotion des énergies renouvelables, garantie de sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique, etc. |
| PTF (Proposition Technique et Financière) | Engagement contractuel entre un porteur de projet et le gestionnaire de réseau actant les conditions de raccordement au réseau de son projet de production ou d'installation consommatrice d'électricité. |
| Puissance et énergie consommée | La puissance, qui s'exprime en watts (W) ou en kilowatts (1kW=1000 W) ou en mégawatts (1MW = 1000 kW), correspond au produit Intensité x Tension.<br>L'énergie consommée correspond à une puissance électrique consommée pendant une unité de temps. Elle s'exprime en watt.heure [Wh] ou kilowatt.heure [kWh].<br>Exemple : une ampoule de 15 watts (puissance) qui éclaire pendant 1 000 heures, consomme une énergie<br>de 15 000 Wh, soit 15 kWh. |
| Pylône | Leur rôle est de maintenir les câbles conducteurs à une distance de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes électriques. |
| Quote-part | Il s'agit de la contribution financière (en euros par mégawatt), due par chaque producteur d'énergies renouvelables de plus de 250 kW, qui demande son raccordement au réseau électrique. Elle permet de financer les créations d'ouvrages prévues dans le S3REnR. |

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| | Elle correspond au quotient du coût des investissements de création d'ouvrages par la capacité d'accueil globale du S3REnR. Elle est donc différente selon chaque S3REnR. |
| Raccordement en antenne ou en entrée en coupure ou en piquage | Ces termes désignent la façon dont est raccordé un poste électrique sur le réseau :<br>• en antenne signifie que le poste est raccordé par une seule liaison électrique issue d'un autre poste.<br>• en piquage signifie que le poste est raccordé par une seule liaison électrique piquée sur une liaison existante entre deux autres postes. Cette liaison a donc 3 terminaisons (Y)<br>• en coupure signifie que le poste vient s'insérer sur une liaison électrique existante entre deux autres postes. Le nouveau poste vient donc s'intercaler entre les deux autres postes en formant une file de trois postes. |
| Renforcement du réseau | Le renforcement du réseau peut comprendre différents types de projets, tels que l'augmentation de la capacité d' transit d'une ligne électrique, l'augmentation de la capacité d'un transformateur… |
| Réseau HTA | Le réseau électrique HTA (ou moyenne tension) est le réseau dont la tension est comprise entre 1000 et 50 000 volts. En France, le niveau de tension couramment utilisé pour les réseaux de distribution publique d'électricité est 20 000 volts. |
| Réseau HTB | Le réseau électrique HTB correspond à des ouvrages électriques dont le niveau de tension est supérieur à 50 000 volts. |
| Réseau public de transport d'électricité (RPT) | Le réseau public de transport d'électricité est composé de deux sous-ensembles : le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts). Ce réseau à très haute tension et haute tension alimente la grande industrie ainsi que les principaux gestionnaires de réseaux de distribution. Avec le réseau de distribution, il garantit l'alimentation des consommateurs en temps réel. Il permet de mutualiser les ressources énergétiques au sein des territoires. |
| Réseau public de distribution d'électricité (RPD) | Les réseaux publics de distribution d'électricité sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire aux utilisateurs en moyenne tension (PME et PMI) et en basse tension (clients du tertiaire, de la petite industrie et les clients domestiques). La distribution est assurée en moyenne tension (HTA, couramment 20 000 volts) et en basse tension (BT, 400 et 230 volts). |

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| Self | Il s'agit d'un équipement électrique pour :<br>• limiter le transit d'électricité dans une liaison électrique, si elle est insérée en série sur cet ouvrage<br>• baisser la tension du réseau, si elle est installée dans un poste électrique. |
| SER | Syndicat des Energies Renouvelables : association des professionnels des énergies renouvelables |
| Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires.<br>(SRADDET) | Ce document est élaboré par chaque Région. Il fixe les objectifs de moyen et long termes sur le territoire de la région en matière d'équilibre et d'égalité des territoires, d'implantation des différentes infrastructures d'intérêt régional, de désenclavement des territoires ruraux, d'habitat, de gestion économe de l'espace, d'intermodalité et de développement des transports, de maîtrise et de valorisation de l'énergie, de lutte contre le changement climatique, de pollution de l'air, de protection et de restauration de la biodiversité, de prévention et de gestion des déchets. Il est notamment régi par les articles L4251-1 et suivants du Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT). Le SRADDET fixe en particulier les ambitions de la Région en matière de développement des EnR. |
| Station de conversion (courant continu) | Cet équipement électrique permet de connecter un réseau électrique alternatif (qui constitue la très grande majorité des réseaux électriques européens) et un réseau électrique continu. Le courant continu permet de transporter l'énergie électrique sur de longues distances, notamment en liaison souterraine, en minimisant les pertes. |
| Sureté de fonctionnement du système électrique | La sûreté du système électrique est définie comme l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système électrique à chaque instant, limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents, ou en limiter les conséquences lorsqu'ils se produisent. La sûreté est au cœur des responsabilités confiées par la loi du 10 février 2000 à RTE, en tant que gestionnaire du réseau de transport français. |
| Surplus de capacité réservée dégagée par les créations d'ouvrage | Capacité réservée mise à disposition des EnR au-delà du gisement identifié sur un poste. Cette capacité est créée par les effets de palier technique des matériels installés sur les réseaux. En effet le dimensionnement de la plupart des équipements du réseau (transformateurs…) est standard et correspond rarement au gisement identifié. La mise à disposition de ce surplus sur le réseau HTA nécessite que le réseau HTB dispose d'une capacité au moins égale. |
| Système électrique | On appelle système électrique l'ensemble composé d'une structure de production (centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques, cogénération, éoliennes, photovoltaïque…) et de consommation |

| Termes | Définition / Explication / Description |
|---|---|
| | (communes, ménages, entreprises…), reliés par les réseaux électriques (transport et distribution).<br><br>La consommation varie en permanence tout au long de la journée et tout au long de l'année. La production dépend pour sa part d'aspects industriels (délais de mise en route, maintenance…) à une échelle locale, mais également d'événements naturels (vent, ensoleillement …). Par ailleurs, la consommation et la production ne fluctuent pas au même rythme. Le réseau de transport d'électricité permet alors, non seulement de transmettre de la puissance d'un point à un autre, mais également de mutualiser ces multiples aléas et de fournir constamment l'énergie dont la collectivité a besoin. La mutualisation des moyens de production d'électricité permet des économies d'échelle au bénéfice des consommateurs |
| Tension | La tension représente la force fournie par une quantité d'électricité donnée qui va d'un point à un autre. Elle est exprimée en volts [V] ou en kilovolts (1 kV = 1000 V). Si l'on compare l'électricité à l'eau, la tension correspond à la pression. |
| Terawattheure (TWh) | 1 milliard de kilowattheures (kWh) |
| Transformateur | Le transformateur modifie la tension électrique à la hausse ou à la baisse pour permettre le passage d'un niveau de tension à l'autre. Par exemple un transformateur peut abaisser la tension de 225 000 volts à 63 000 volts.<br><br>En dessous de 63 000 volts, l'électricité circule sur les réseaux de distribution. Par exemple un transformateur peut abaisser la tension de 63 000 volts à 20 000 volts. |
| TURPE | Le TURPE est le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité. En situation de monopole régulé, les gestionnaires de réseau public d'électricité voient, pour l'essentiel, leurs recettes déterminées par le TURPE, dont les modalités sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).<br><br>Le TURPE détermine les recettes tarifaires que les gestionnaires de réseaux publics perçoivent pour leurs missions d'exploitation, d'entretien et de développement du réseau d'électricité.<br><br>Le tarif payé par les utilisateurs du réseau est proposé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et approuvé par décision ministérielle. |