



**PRÉFÈTE
DES ALPES-
DE-HAUTE-
PROVENCE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



**DIRECTION GÉNÉRALE DES
FINANCES PUBLIQUES**

BOÎTE À OUTILS DES ENR

stratégie de planification territoriale,
montages juridiques et financiers
mobilisables par les collectivités





Edito de Violaine Démaret, Préfète des Alpes-de-Haute-Provence

Juin 2022

La transition écologique constitue l'un des enjeux majeurs de notre siècle.

En son sein, la question des énergies – de leur maîtrise, de leur production, de leur mix – est essentielle. Elle conditionne notre quotidien, nos activités économiques, et est l'un des moteurs de notre souveraineté.

Le département des Alpes-de-Haute-Provence est historiquement un grand producteur d'énergies renouvelables. Grâce notamment à l'hydroélectricité et au photovoltaïque, les Alpes-de-Haute-Provence produisent plus de 30 % des énergies renouvelables de la région PACA.

Au regard des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et du Schéma Régional d'Aménagement et de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET), il nous faut toutefois poursuivre nos efforts, en tenant compte d'autres enjeux tels que la préservation de la biodiversité, des espaces naturels, agricoles et forestiers, des paysages, et surtout de l'acceptabilité sociale des projets.

C'est la raison pour laquelle j'ai souhaité compléter les outils existant d'ores et déjà dans le département, que sont le **guichet unique ENR** et le **guide de recommandations à destination des porteurs de projets de parcs photovoltaïques au sol élaboré par la DDT en juin 2018**, par une réflexion stratégique sur les énergies renouvelables dans notre département.

Ainsi, un **état des lieux** des énergies renouvelables dans le département, faisant le bilan des installations existantes et dressant les opportunités et contraintes de développement des différentes filières d'énergies renouvelables, a été présenté aux présidents d'EPCI le 29 septembre 2021. Il est consultable sur le site internet de la préfecture des Alpes-de-Haute-Provence : <https://www.alpes-de-haute-provence.gouv.fr/Politiques-publiques/Amenagement-du-territoire-construction-logement/Environnement-energies-renouvelables/La-planification-des-ENR>

Sur la base de cet état des lieux, et des discussions avec les élus, il a paru nécessaire d'élaborer cette **boîte à outils**, essentiellement destinée aux collectivités territoriales – et qui je l'espère pourra intéresser d'autres lecteurs.

Cette boîte à outils vise à réduire l'asymétrie d'informations, et à encourager les acteurs du développement des ENR de notre département, collectivités, opérateurs privés, citoyens, associations, à s'engager dans une nécessaire démarche de **planification territoriale** des énergies renouvelables et de **concertation**.

Bonne lecture !

Avertissement : Ce document à vocation informative est destiné aux acteurs des Alpes-de-Haute-Provence. Établi par la DDT 04, la DDFIP 04 et la Direction de la Citoyenneté et de la Légalité de la préfecture 04, sous la coordination de la sous-préfète de Forcalquier, il permet une première approche du sujet au vu du contexte et des enjeux locaux. Se voulant synthétique et générique, ce guide n'est ni exhaustif, ni adapté à un projet particulier.

SOMMAIRE

1ère partie : les énergies renouvelables, qu'est-ce que c'est ?

Fiche n°1: Présentation générale des ENR

Fiche n°2 : Le bois énergie

Fiche n°3 : La méthanisation

Fiche n°4 : Les centrales solaires au sol

Fiche n° 5 : Les petites centrales hydroélectriques

Fiche n°6 : Les éoliennes

2ème partie : encourager la planification territoriale des ENR

Fiche n°7 : Présentation générale de la démarche de planification territoriale

3ème partie : quels montages juridiques et financiers, pour quelles recettes ?

Fiche n°8 : La compétence en matière de production d'ENR

Fiche n°9 : Montages juridiques envisageables pour un projet d'ENR

Fiche n°10 : Les grands principes du modèle économique d'un projet d'ENR

Fiche n°11 : Les recettes non fiscales liées au développement d'un projet d'ENR pour une collectivité

Fiche n°12 : Les recettes fiscales liées au développement d'un projet d'ENR

Fiche n°13 : la Taxe Foncière sur les Propriétés Bâties TFPB

Fiche n°14 : La Cotisation Foncière des Entreprises CFE

Fiche n°15 : La Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises CVAE

Fiche n°16 : L'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux IFR

Fiche n°17 : Les mécanismes de redistribution des recettes

4ème partie : quels partenaires solliciter dans les Alpes-de-Haute-Provence pour développer un projet d'ENR ?

Annexes : Documentation utile pour aller plus loin

1ère partie : les ENR, qu'est-ce-que c'est ?

Fiche n°1 : présentation générale des ENR

EN BREF

Les énergies renouvelables sont des énergies dont le renouvellement naturel est assez rapide pour qu'elles puissent paraître inépuisables à l'échelle humaine. Il existe cinq grands types d'énergies renouvelables : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie, divisées en deux catégories : thermique et électrique.

Afin de mettre en parallèle les besoins et les ressources d'un territoire, l'installation d'énergies renouvelables sur un territoire doit être planifiée à l'échelle intercommunale. Cette vision globale peut permettre d'identifier les différentes contraintes pouvant influencer sur le développement des différents projets et mais aussi d'éviter de « saturer » une zone du territoire. Ces fiches s'intéresseront donc aux énergies renouvelables collectives, dont la planification peut être pensée à l'échelle intercommunale, via les documents d'urbanisme.

Les énergies renouvelables « collectives » désignent les énergies renouvelables dont la production est destinée à de la consommation (par injection dans le réseau d'énergie) ou de l'autoconsommation (destinée à alimenter le bâti directement connecté au site de production) collective .

Les fiches d'accompagnement traitent des énergies renouvelables mobilisables dans les Alpes du Sud :



- du bois-énergie et de ses valorisations (chaufferies bois collectives, réseaux de chaleur)
- des unités de méthanisation
- des centrales solaires photovoltaïques au sol
- des petites centrales hydroélectriques
- des éoliennes

CHIFFRES CLÉS

Différentes données permettent de caractériser les énergies renouvelables et de récupération :

- d'un point de vue énergétique :
 - **la puissance fournie par l'installation** : elle se mesure en watts et correspond au débit d'énergie produit. On distingue la puissance nominale , qui correspond à la puissance maximale pouvant être produite par l'installation (aussi appelée puissance installée) et la puissance réellement produite , qui est inférieure à la puissance nominale (par exemple, la production réelle de l'énergie éolienne dépend des conditions de vent et est souvent inférieure à la puissance nominale).
 - Pour les énergies intermittentes (comme l'énergie photovoltaïque par exemple), on utilise le « watt crête » qui désigne la puissance maximale pouvant être fournie par l'installation.
 - Pour les installations pouvant fournir différentes formes d'énergie, comme les unités de méthanisation ou encore les centrales nucléaires, on peut distinguer le watt électrique (We) et le watt thermique (Wth). Si l'installation transforme la chaleur en électricité avec un rendement de 60 %, 1Wth ne correspondra qu'à 0,6 We.
 - **l'énergie produite** : elle se mesure en « watts-heure » (Wh) ou autres multiples. Lorsqu'une installation fournit une puissance d'un watt pendant une heure, l'énergie produite est égale à un watt-heure.
 - **le rendement de l'installation** : lorsqu'une forme d'énergie est convertie en une autre, une partie de l'énergie disponible au départ se dissipe (au cours du transport, du fonctionnement des turbines etc.), souvent sous forme de chaleur. Le rendement correspond donc au rapport

entre l'énergie obtenue en sortie de l'installation et l'énergie dont on a eu besoin pour la produire (par exemple, le rendement d'un panneau photovoltaïque serait le rapport entre l'énergie du soleil incidente sur les panneaux sur l'énergie réellement produite par le panneau).

- **le facteur de charge** : c'est le rapport entre l'énergie effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qui aurait été produite sur la même période si l'installation avait fonctionné à sa puissance nominale.
- d'un point de vue économique et social :
 - **le coût total de production de l'énergie** : il est composé de différents « sous-coûts » : ceux liés à l'installation de production de l'énergie (construction, remplacement des équipements), au transport et à la distribution, et à l'exploitation (fixes comme les loyers, assurances, dépenses d'entretiens... et variables comme les coûts de combustibles et d'électricité). Appelé « LCOE » (Levelized Cost Of Energy), ce coût est rapporté à l'énergie produite.
 - **le nombre d'emplois créés grâce à l'installation** : ils sont mesurés en « Équivalent Temps Plein » (ETP). Un ETP correspond à la charge de travail d'une personne à temps plein. Les emplois sont intéressants pour la collectivité lorsqu'ils sont locaux (dans le périmètre de l'EPCI par exemple) et non délocalisables.
- d'autres avantages sont attendus des énergies renouvelables :
 - **la réduction des gaz à effet de serre** : la combustion d'énergies fossiles génère de grandes quantités de CO₂. Les énergies renouvelables en émettent généralement des quantités nettement inférieures. Il est important de regarder les gains en termes d'émissions de gaz à effet de serre sur toute la durée de vie de l'installation.
 - **l'impact sur la pollution de l'air** : certaines énergies renouvelables permettent de réduire les émissions de particules fines, particulièrement nocives pour la santé humaine.

AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
<p>Les avantages des énergies renouvelables sont divers et dépendent énormément de l'énergie choisie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Environnementaux par la réduction des émissions de gaz à effet de serre • Économiques : <ul style="list-style-type: none"> ◦ des soutiens publics garantissent un prix d'achat pour l'énergie renouvelable ◦ la création d'emplois, le plus souvent locaux et non délocalisables <p>Les technologies des énergies renouvelables étant relativement récentes, leurs coûts de production sont amenés à baisser dans les années à venir.</p>	<p>Les inconvénients des énergies renouvelables dépendent fortement de l'énergie choisie. Néanmoins, certaines contraintes sont régulièrement rapportées :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'intermittence de certaines énergies renouvelables, ce qui ne permet pas une alimentation continue et entraîne des pertes • Les difficultés d'acceptation sociales (risque de recours) • La complexité juridique pour le montage de certains projets

REPÈRES RÉGLEMENTAIRES
<p>De nombreuses réglementations peuvent concerner les énergies renouvelables, comme par exemple :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le code de l'énergie : ce code comprend des dispositions générales communes à plusieurs secteurs de l'énergie. Le livre II concerne les énergies renouvelables. • Le code de l'urbanisme, pour tout ce qui concerne la compatibilité des projets d'énergies renouvelables avec les documents d'urbanisme par exemple. Les projets doivent être planifiés dans les documents d'urbanisme. L'échelle cohérente est l'échelle intercommunale (via le Schéma de Cohérence Territoriale – ScoT - par exemple). • Le code de l'environnement, afin de vérifier la compatibilité des projets avec les règles

environnementales (préservation de la biodiversité, réduction des risques naturels, installations classées pour la protection de l'environnement...)

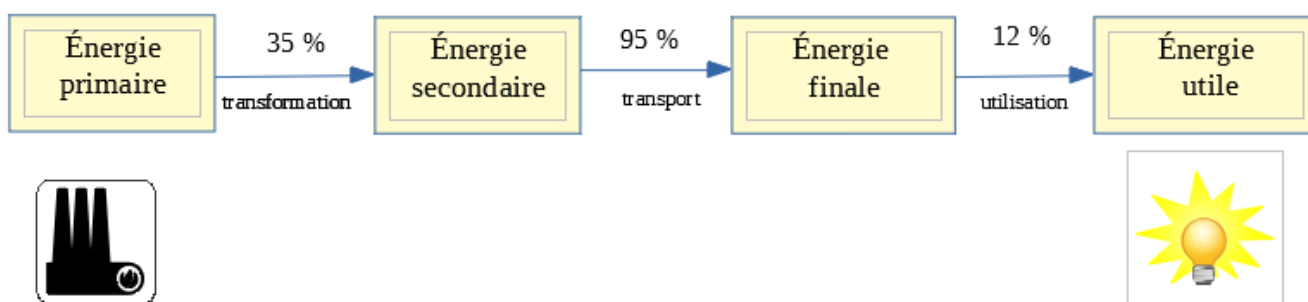
D'autres réglementations concernent le cadre financier des énergies renouvelables, en fixant les conditions de rachat sur le marché ainsi que les appels d'offres.

Tout projet peut bénéficier d'un appui sur les procédures réglementaires par le guichet unique ENR 04, basé en sous-préfecture de Forcalquier.

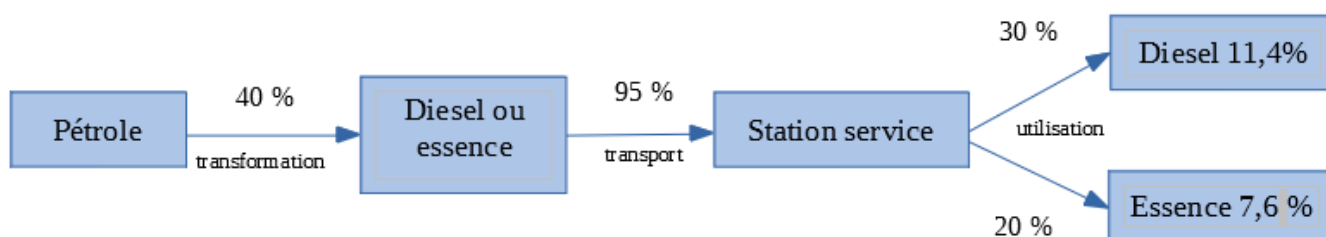
REPÈRES TECHNIQUES

Afin de bien comprendre le mécanisme de fabrication des énergies renouvelables, il est impératif de distinguer les différentes formes d'énergie.

1. **L'énergie primaire** est l'énergie disponible dans la nature. Elle correspond ainsi à l'énergie initiale d'un produit non transformé.
 - Exemple : 1L de pétrole brut, 1 kg d'uranium, 1 W/m² de rayonnement solaire.
2. **L'énergie secondaire** est l'énergie restante, après transformation de l'énergie primaire.
 - Ordres de grandeur : Quand on brûle du fioul, du gaz, de la biomasse ou que l'on consomme de l'uranium, on ne récupère qu'environ 30 à 35 % de l'énergie primaire, le reste disparaît sous forme de chaleur. De même, on ne récupère qu'environ 20 % en ce qui concerne les panneaux photovoltaïques, 60 à 70 % en ce qui concerne les éoliennes mais près de la totalité en ce qui concerne l'énergie hydraulique.
3. **L'énergie finale** est l'énergie qui sera mise à disposition de l'utilisateur final. Sa consommation entraînera une dernière conversion.
4. **L'énergie utile** est l'énergie qui rend le service énergétique recherché par l'utilisateur final.



Centrale thermique au charbon, fioul ou gaz



Comme le montre l'illustration ci-dessus, toutes les transformations entraînent des pertes (les chiffres pouvant varier selon les technologies utilisées).

SOURCES - POUR ALLER PLUS LOIN

- Site internet « Connaissance des énergies » : <https://www.connaissancedesenergies.org/>
- Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME 2019

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

Lors de la réunion de présentation de l'état des lieux des ENR dans le département aux présidents d'EPCI le 29 septembre 2021, la priorisation du développement des ENR a été privilégiée de la façon suivante :

- **Priorité n° 1** : PV sur toiture et ombrières / PV collectif au sol de façon maîtrisée, en application de la doctrine départementale DDT de juin 2018 / bois-énergie / méthanisation/ géothermie
- **Priorité n°2** : hydroélectricité (amélioration des installations existantes)
- **Priorité n°3** : éolien

Fiche n°2 : Le bois énergie

EN BREF

Le « bois énergie » désigne les applications du bois comme combustible, à des fins énergétiques : production de chaleur, d'électricité ou de biocarburants de 2^e génération après transformation. Le bois énergie est principalement valorisé sous forme de chaleur, par l'utilisation du bois en tant que combustible sous trois formes : les **bûches**, les **plaquettes** et les **granulés**. Cette dernière forme permet une utilisation souple (stockage, alimentation automatique de chaudière...)

Le bois énergie est considéré comme une énergie renouvelable, car le bois présente un **bilan carbone neutre** lors de sa conversion en énergie (il émet en effet lors de sa combustion autant de CO₂ qu'il n'en a absorbé durant sa croissance), et il repousse.

Le bois peut être utilisé dans des chaudières individuelles mais également dans des installations collectives, comme les **chaudières collectives** dont la chaleur peut être valorisée directement mais aussi via des **réseaux de chaleur**. Nous nous intéresserons ici uniquement à la dimension collective du bois énergie.



CHIFFRES CLÉS

Le **rendement** du bois énergie varie énormément en fonction de la qualité de l'appareil et du moyen de valorisation. Pour les chaudières collectives, il varie **entre 70 et 95 %**. Si un réseau de chaleur est utilisé pour valoriser cette énergie, les pertes seront d'autant moins importantes que le réseau sera dense.

Le PCI (pouvoir calorifique inférieur) correspond à la **quantité de chaleur dégagée** par le bois en tant que combustible **sans prendre en compte l'énergie provenant de la vaporisation de l'eau** présente dans le combustible qui est considérée comme perdue. On mesure donc l'énergie produite par le bois énergie en Wh PCI.

Le **coût total de la production** de chaleur via le bois dépend principalement du prix du combustible, et donc de son type. On constate un coût total de production compris entre 60 et 70 €/MWh PCI pour les granulés (en vrac ou en sac), autour de 40 €/MWh pour le bois bûche et de 30 €/MWh pour les plaquettes.

État du gisement dans les Alpes du Sud : les surfaces boisées représentent 49 % en surface du département des Alpes de Haute Provence et 35 % du département des Hautes Alpes, ce qui en fait les 6^e et 30^e départements en surface forestière en France.

Le bois énergie est **une énergie locale** : il n'est pas intéressant de consommer du bois loin du lieu de production, tant du point économique (du fait des coûts de transport) qu'environnemental (du fait des émissions de gaz à effet de serre associées). On estime ainsi qu'une **distance inférieure à 50 km** est satisfaisante entre lieu de production et lieu de consommation.

Lorsque l'énergie est distribuée à l'aide d'un **réseau de chaleur**, il est important que ce dernier soit **dense**. La densité thermique permet de mesurer cela. Elle représente la quantité de chaleur livrée sur une année par longueur de tranchée du réseau et s'exprime donc en MWh/(ml.an) (où le ml représente un mètre linéaire). Les plupart des réseaux récents sont situés entre 3 et 6 MWh/(ml.an), mais les réseaux très denses des années 60 atteignaient même 30 MWh/(ml.an) ! On considère que la viabilité économique du réseau est difficile à atteindre dès lors que l'on descend sous les 1,5 MWh/(ml.an). Le coût moyen actualisé de la distribution de chaleur se situe entre 10 et 25 €/MWh, mais il dépend énormément des caractéristiques du réseau.

À titre de comparaison, la densité thermique du transport d'électricité est d'environ 4 MWh/(ml.an) et celle du gaz de 2 MWh/(ml.an).

AVANTAGES

- Environnementaux :
 - Ressource renouvelable et disponible avec émissions nettement plus faibles que les énergies fossiles (pour chaudières modernes)
 - Exploitation de forêts à faibles débouchés, entretien des forêts locales
- Économiques :
 - Utilisation d'une ressource locale, promotion des circuits courts, création d'emplois locaux et non délocalisables
 - Prix de l'énergie stable et réduit : prix faible, TVA à taux réduit de la chaleur bois, prix de la plaquette forestière stable et indépendant des prix volatiles des énergies fossiles
 - Technique performante et éprouvée

INCONVÉNIENTS

- Espace de stockage (sec et ventilé) ainsi qu'approvisionnement régulier nécessaires
- Entretien nécessaire des chaudières
- Rendement dépendant de la qualité des plaquettes
- Appareils anciens très polluants (émission de particules) : le bois énergie n'est environnementalement viable qu'avec du matériel récent
- Conflits d'usages possibles (utilisation du bois pour les constructions, l'industrie, etc.)
- Si valorisation via un réseau de chaleur : plus adapté aux secteurs denses qu'à l'habitat diffus

REPÈRES RÉGLEMENTAIRES

Pour le bois énergie en lui-même : Le bois énergie est concerné par la réglementation Installation Classée pour la Protection de l'Environnement (ICPE) 2910. Le type des combustibles utilisés, ainsi que la puissance de l'installation influent sur la réglementation applicable. Une analyse fine du projet permet de savoir si l'on est soumis à déclaration ou autorisation. Pour les installations de puissance inférieure à 2 MW, il n'existe pas de procédure de déclaration ou d'autorisation au titre de la législation sur les installations classées pour la protection de l'environnement.

Pour les réseaux de chaleur urbains (RCU) : ils peuvent être cités dans les documents d'urbanisme comme le SCoT ou encore le PLUi qui peuvent alors inciter fortement au raccordement à un RCU en imposant une production minimale d'énergie renouvelable localisée dans le bâtiment ou dans un secteur à côté de celui-ci, voire forcer le raccordement en classant les réseaux de chaleur. Le classement définit en effet des zones de développement prioritaires à l'intérieur desquelles le raccordement est obligatoire pour toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, dès lors que la puissance pour le chauffage, la climatisation ou la production d'eau chaude dépasse 30 kW.

Le RCU peut être classé sous trois conditions (articles L. 712-1 à 5 du Code de l'Énergie) :

- Réseau alimenté à 50 % minimum par des énergies renouvelables ou de récupération
- Comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison
- Équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement assuré

Ce sont les **communes** qui sont compétentes en matière de **création** et d'**exploitation** d'un **réseau public de chaleur et de froid**. Elles peuvent transférer cette compétence à un **EPCI** dont elles font partie. Elles peuvent choisir différents montages de projets, soit en régie (la collectivité est propriétaire, investisseur et gère l'exploitation technique avec ou sans sous-traitant privé), soit en affermage (la collectivité est propriétaire et investisseur mais l'exploitation technique est gérée par un privé), soit en concession (la collectivité n'est que propriétaire) – cf. infra.

REPÈRES TECHNIQUES

La caractéristique principale de la biomasse est le pouvoir calorifique : c'est la quantité d'énergie contenue dans une unité de masse du combustible.

Il est important de bien définir sa source d'énergie pour définir son projet de chauffage collectif (type de bois choisi en fonction des possibilités géographiques et du PCI, forme choisie entre granulés, plaquettes et bûches...).

Le bois présent dans la nature contient entre 40 et 60 % d'eau. À ce taux, le PCI du bois est d'environ 1,6 kWh/kg pour les feuillus (respectivement 1,7 kWh/kg pour les résineux). Pour une bonne combustion, le taux d'humidité

doit être ramené à moins de 25 %. Le PCI est alors de 3,7 (respectivement 3,8) kWh/kg pour les feuillus. Pour un taux d'humidité nul (cas théorique), ce PCI peut atteindre 5,1 (resp. 5,3) kWh/kg.

Le séchage du bois peut être naturel (stockage) ou artificiel (utilisation d'air chaud ou déshumidification du lieu de stockage). Le séchage naturel peut prendre entre 6 mois et 2 ans. Le séchage artificiel est de 7 à 15 fois plus rapide et est plus efficace (le taux final d'humidité du bois peut être amené sous les 10 %), mais peut consommer de l'électricité suivant le type d'installation. Les combustibles peuvent être sous forme de bûches sèches ou densifiées (PCI supérieur). Elles offrent une régularité de combustion constante. Les granulés de bois sont des cylindres de sciure de bois compressée. Très denses et avec un faible taux d'humidité, ils sont un combustible à très haute performance énergétique. De plus, leur prix est relativement stable. Les plaquettes forestières sont quant à elles fabriquées grâce au déchetage ou au broyage des résidus de l'entretien et de l'exploitation des forêts, haies et espaces non forestiers. Cela permet de valoriser les sous-produits de l'industrie du bois et de garantir un prix relativement stable du combustible.

SOURCES – POUR ALLER PLUS LOIN

- « 5 bonnes raisons de choisir la chaleur bois », ADEME & Région PACA
- Graphique « Comparaison du prix de l'énergie pour les collectivités et l'industrie », ADEME
- Combustibles bois et réglementation applicable aux installations classées, ADEME
- CEREMA : <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/tag/chaufferie-bois>
- Climamaison : <https://www.climamaison.com/lexique/bois-energie.htm>
- AIDE (Réglementation de la prévention des risques et de la protection de l'environnement) : https://aida.ineris.fr/consultation_document/10767
- Site « bois énergie France » : <https://www.bois-energie-france.fr/>
- Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France (2019), ADEME
- <http://www.sbthermique.fr/fr-fr/bois-energie.aspx#BD>
- <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/densite-thermique>
- Les réseaux de chaleur et de froid, état des lieux de la filière (2017), ADEME
- L'élu et les réseaux de chaleur, AMORCE

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

- Les chaufferies bois ont connu un fort essor entre 2010 et 2015, tendance qui a désormais tendance à s'inverser
- Le bois énergie collectif permet de produire 36GWh d'énergie thermique, les objectifs du SRADDET en 2023 étant de 24GWh (objectif bas) et 96 GWh (objectif haut), et pour 2030 de 37GWh (objectif bas) et 146 GWh (objectif haut)
- **45** installations de production d'énergie à partir du bois sont à ce jour en fonctionnement.
- **4 plateformes de production de combustible** (bois décheté uniquement) existent
- Voir pages 65 à 72 de l'état des lieux des ENR dans le département

Fiche n°3 La méthanisation

EN BREF

La méthanisation se base sur la dégradation par des micro-organismes de la matière organique (MO), en milieu anaérobie (absence d'oxygène). Elle est différente du compostage qui a lieu en conditions aérobies. C'est un moyen de traitement des résidus d'activité (agricole, ménagère, industrielle...).

Cette dégradation permet de produire :

- du biogaz : mélange gazeux composé de méthane (50 à 70 %), de gaz carbonique (20 à 50 %) et d'autres gaz traces.
- du digestat : matière solide ou liquide pâteuse composée d'éléments organiques non minéralisés et de minéraux. Son retour au sol peut être envisagé, en tant qu'engrais par exemple, selon des critères de qualité stricts.

Le biogaz peut être utilisé sous forme combustible pour produire de l'électricité et de la chaleur. L'utilisation doit alors de préférence être locale (en autoconsommation).

Après épuration, le biogaz peut également être injecté dans le réseau de gaz naturel. Il pourra ensuite être utilisé à des fins de chauffage, ou encore de carburant pour des véhicules.



CHIFFRES CLÉS

La surface moyenne nécessaire à une unité de méthanisation dépend de la quantité des intrants, et de leur nature (qui influe sur la quantité d'énergie pouvant être produite). Cela permet de distinguer différents types d'unités : agricole autonome, agricole territoriale et industrielle territoriale.

Le chiffre d'affaires annuel d'une installation dépend beaucoup de son type. Il est de l'ordre de 1 M€ pour une installation agricole autonome (~250 kWe), de 1,5M€ pour une installation agricole territoriale (~700 kWe) ou d'une installation industrielle territoriale (~1 MWe) et de 700k€ pour une station d'épuration (~1 MWe). Les effets de seuil étant importants, une analyse fine doit être réalisée en amont du projet.

De même, les emplois créés dépendent beaucoup du type d'installation. Un bon ordre de grandeur est de 3 à 6 ETP/an/MWe pour le développement et la construction de l'unité de méthanisation et ensuite de 1 à 3 ETP/an/MWe pour son fonctionnement. La plupart de ces emplois sont locaux et non délocalisables.

AVANTAGES

La méthanisation a différentes retombées :

- énergétiques via la production d'une énergie renouvelable non intermittente et stockable
- agricoles quand il y a retour du digestat à la terre
- environnementales : réduction des émissions de gaz à effet de serre et traitement des déchets (notamment dans le cadre de l'obligation de tri à la source des biodéchets, effective en 2024)
- socio-économiques via la création d'emplois locaux et non délocalisables

INCONVÉNIENTS

- Question de l'utilisation des digestats pouvant entraîner des coûts supplémentaires
- Réalisation d'un plan d'approvisionnement nécessaire afin de garantir la pérennité d'approvisionnements de qualité
- Suivi régulier nécessaire par un personnel qualifié (car fonctionne sur de la matière organique et donc du « vivant »)
- Difficultés d'acceptation sociale

REPÈRES RÉGLEMENTAIRES

Comme toute installation de production d'énergie, une unité de méthanisation est soumise au code de l'énergie (Livre III si cogénération, Livre IV si injection). Cela concerne en particulier l'autorisation d'exploiter et la demande de raccordement au réseau.

Les installations de méthanisation sont des installations classées pour la protection de l'environnement (**ICPE**) et relèvent de la rubrique 2781. En fonction des seuils de matières traitées et de leur type, l'installation rentre dans le cadre d'une autorisation, d'un enregistrement, ou d'une déclaration. Des procédures supplémentaires sont à envisager si les intrants sont des sous-produits d'origine animale (SPAN).

Le stockage du biogaz est concerné par la rubrique ICPE 1411-2. Sa valorisation par la rubrique 2910.

À ces procédures s'ajoutent les différentes réglementations s'appliquant sur le site d'implantation (urbanisme, environnement...). Ces contraintes devront être intégrées en amont du projet.

Si le projet de méthanisation rentre dans le cadre d'une autorisation ICPE, il sera soumis à enquête publique.

Différentes dispositions existent afin d'éviter les conflits d'usages avec l'agriculture alimentaire comme la limitation des apports (à 15 % du tonnage des intrants) en ce qui concerne les cultures à vocation uniquement énergétique (comme le trèfle ou le seigle) cultivées à titre de culture principale dans l'exploitation. Par ailleurs,, le tarif d'achat de l'énergie baisse de plus de 20 % si les résidus végétaux valorisés sont uniquement issus de cultures énergétiques dédiées. Les conditions d'achat de l'énergie produite sont fixées par arrêté (cogénération ou injection sur le réseau). Ces conditions dépendent des seuils de production des installations.

Le digestat est considéré comme un déchet : la réalisation d'un **plan d'épandage** peut être nécessaire. Il s'agit d'un document qui détaille les caractéristiques des îlots culturaux qui pourront faire l'objet d'un apport d'effluent organique et qui décrit les conditions d'épandage en fonction de la nature du digestat utilisé, de la nature des sols et des réglementations auxquelles est soumise l'exploitation agricole sur laquelle se fait l'épandage (exemple : directive nitrates).

REPÈRES TECHNIQUES

Toutes les matières organiques (MO) sont susceptibles d'être décomposées, excepté des composés très stables comme la lignine. La différence reste leur potentiel méthanogène.

Les déchets méthanisés sont de diverses origines :

- Agricole : déjections animales, résidus de récolte etc. Ces intrants auraient le plus souvent eu vocation à retourner au sol même s'il n'y avait pas eu de méthanisation.
- Agro-industrielle : abattoirs, caves vinicoles, laiteries, ou autres industries agro-alimentaires. Le retour au sol de ces intrants (via le digestat) pourra avoir des contraintes supplémentaires
- Territoriale : tonte de gazon, fraction fermentescible des ordures ménagères (FFOM, partie des ordures ménagères qui peut être décomposée) avec ou sans tri à la source, boues et graisses de station d'épuration, matières de vidange etc.

D'une manière générale, dès lors que les intrants sont composés, même en minorité, de SPAN (sous-produits animaux), une hygiénisation sera nécessaire.

Pour optimiser le potentiel méthanogène des intrants, la co-digestion d'un mélange de MO est souvent une bonne solution.

En fonction des déchets traités, on distingue différents types d'unités de méthanisation :

- Méthanisation « à la ferme »
- Méthanisation « territoriale agricole » (reçoit des déchets d'une ou plusieurs installations agricoles mais aussi provenant de l'extérieur)
- STEP (boues de stations d'épuration des eaux)
- Industries agro-alimentaires (IAA)
- Installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND)
- Unités de traitement des ordures ménagères (avec ou sans tri intégré)

SOURCES – POUR ALLER PLUS LOIN

- <https://decrypterlenergie.org/comprendre-la-methanisation-agricole>
- Etude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030, Transitions
- Infometha : <https://www.infometha.org/>
- Méthanisation agricole : quelles conditions de durabilité de la filière en France ? GRDF & WWF (2020)
- Développement de la méthanisation en Limousin, réseau Action Climat
- L'emploi dans la filière biogaz française de 2014 à 2020 – étude 2014, ATEE

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

- Dans notre département, les ressources méthanisables sont produites en quantités limitées et dispersées en raison de la nature des productions agricoles et de la taille des différentes structures existantes (dont celle des collectivités). Pour assurer la rentabilité d'un méthaniseur, il peut être particulièrement pertinent d'y réfléchir comme étant un projet territorial, valorisant des déchets de différentes origines ;
- Deux projets de méthaniseurs existent actuellement (Château-Arnoux-Saint-Auban et Manosque)
- Le SRADDET fixe un objectif de production annuelle, en 2023, de 16 GWh (objectif bas) et 24 GWh (objectif haut), et en 2030 de 52 (objectif bas) et 78 (objectif haut), contre 0 GWh produits aujourd'hui dans le département

Fiche n°4 Les centrales solaires au sol

EN BREF

L'énergie photovoltaïque est obtenue en convertissant en électricité le rayonnement (ondes électromagnétiques) émis par le soleil. Cela repose sur l'effet photoélectrique. Cette électricité est ensuite injectée sur le réseau électrique.

Le principe des panneaux photovoltaïques est relativement ancien puisqu'il équipe nos satellites depuis l'émergence de l'ère spatiale.

Cette énergie est très développée dans nos deux départements, du fait de leur fort ensoleillement.

En 2017, le parc photovoltaïque français a permis de fournir 9,2 TWh (un peu plus qu'un réacteur nucléaire).



CHIFFRES CLÉS

La puissance d'un panneau photovoltaïque se mesure en « watt-crête » (Wc). Cela représente la puissance électrique maximale pouvant être fournie par un panneau dans des conditions de température et d'ensoleillement standard. L'ensoleillement standard correspond à l'irradiation solaire maximale que recevrait un panneau à plat et éclairé en plein soleil, soit en France 1 000 W/m². Pour fixer les idées, l'irradiation solaire moyenne sur nos départements varie entre 421 W/m² (en hiver) et 500 W/m² (en été). La puissance des panneaux est en constante augmentation depuis une quinzaine d'années :

- pour une installation au sol, celle-ci est proche de 1MWc pour 1 ha (soit 100Wc/m²),
- pour une installation en toiture, on arrive à 150 Wc par m².

Le facteur de charge moyen d'un parc photovoltaïque en France était de 14,4 % en 2018.

La durée de vie d'une installation photovoltaïque est estimée entre 25 et 30 ans et est fonction des conditions d'entretien et climatiques. Le vieillissement prévisible des modules mène généralement à une baisse moyenne de la puissance de 0,5 % par an.

Le coût moyen de production de l'énergie photovoltaïque est de l'ordre de 45 à 81 €/MWh. Ces coûts rendent l'énergie photovoltaïque compétitifs avec une centrale à gaz à cycle combiné (50-66 €/MWh).

AVANTAGES

- Rapidité de mise en œuvre/construction,
- Création d'emplois régionaux
- Remplacement des panneaux facile en fin de vie en réutilisant le système de fixation
- Coûts moyens de production en baisse (projection d'une baisse de 40 % entre 2018 et 2030)

INCONVÉNIENTS

- Énergie intermittente
- Emprise au sol importante par rapport à la puissance installée
- Contraintes réglementaires d'implantation diverses qui nécessitent une analyse fine et sur un temps relativement long de chaque projet potentiel

REPÈRES RÉGLEMENTAIRES

Comme toute installation de production d'énergie, un parc photovoltaïque est soumis au Code de l'énergie (Livre III). Cela concerne en particulier l'autorisation d'exploiter et la demande de raccordement au réseau.

Le choix d'un site d'accueil d'un projet photovoltaïque doit répondre aux orientations déclinées dans les doctrines d'implantation régionale et départementale, en particulier la maîtrise de la consommation d'espaces

naturels, agricoles et forestiers, et la prise en compte des enjeux paysagers.

Dans les communes soumises à la loi montagne, les centrales photovoltaïques, considérées comme de l'urbanisation, doivent être implantées en continuité de l'urbanisation existante (selon l'article L122-5 du Code de l'Urbanisme). A défaut, une étude de discontinuité est nécessaire pour faire évoluer le document d'urbanisme, avec passage en Commission Départementale de la Nature, des Sites et du Paysage (CDNPS).

Selon la puissance du projet, il sera soumis ou non à permis de construire (selon les conditions fixées par l'article R421-1 du Code de l'Urbanisme) et étude d'impact (selon les conditions de l'article R122-2 du Code de l'Environnement, impliquant un avis de l'autorité environnementale ainsi qu'une enquête publique).

Selon le site d'implantation du projet et son impact sur l'environnement, d'autres procédures réglementaires peuvent également être nécessaires (au titre du code de l'environnement : dérogation espèces protégées et /ou autorisation ou déclaration au titre de la loi sur l'eau, ou encore autorisation de défrichement selon le code forestier).

Si un projet est soumis à autorisation « loi sur l'eau », il est alors d'office soumis à autorisation environnementale. Cette autorisation environnementale englobe plusieurs autres autorisations comme le défrichement, la dérogation espèces protégées, l'évaluation d'incidences Natura 2000, etc. , si elles ont lieu. Sinon, et si le projet n'est soumis à aucune procédure vis à vis de la réglementation « loi sur l'eau », il n'y a pas d'autorisation environnementale et chaque procédure est menée distinctement.

REPÈRES TECHNIQUES

Différentes technologies de modules solaires photovoltaïques existent :

- les **modules solaires monocristallins** : ils se composent d'un seul cristal de silicium parfaitement homogène. Ils possèdent le meilleur rendement au mètre carré, en particulier dans les régions à faible ensoleillement. Ils sont essentiellement utilisés lorsque les espaces sont restreints. Leur coût est plus élevé que celui d'autres installations de même puissance.
- les **modules solaires polycristallins** : ces modules disposent de différents cristaux de silicium de tailles diverses. Ils possèdent le meilleur rapport qualité/prix, un bon rendement et une bonne durée de vie (plus de 35 ans). Ils sont indiqués dans les zones très ensoleillées.
- les **modules solaires amorphes** : ces modules sont fabriqués en vaporisant une fine couche de silicium sur un matériau amorphe. Ils sont souples, et ont une meilleure production par faible lumière. Ils sont également beaucoup plus fins que les cellules cristallines, ce qui permet d'imaginer leur insertion dans des endroits où les panneaux rigides ne trouvent habituellement par leur place. Leur rendement est actuellement deux fois moins élevé que les autres technologies. Il faudra donc deux fois plus de surface pour accéder à la même puissance.

La dépendance de la production photovoltaïque à l'ensoleillement la rend très fluctuante, en particulier du fait de 3 facteurs :

- l'alternance jour-nuit puisque l'énergie solaire photovoltaïque ne peut pas être produite la nuit
- la saisonnalité : la production mensuelle peut varier d'un rapport de un à six entre l'hiver et l'été
- la nébulosité : la variabilité horaire ou quotidienne peut être très élevée. Le passage d'un nuage très opaque peut par exemple causer une baisse de la production de 70 %.

L'ensoleillement recueilli par les panneaux peut être optimisé en travaillant sur leurs inclinaisons. Il existe ainsi trois types de structures de panneaux photovoltaïques :

- les panneaux orientables : permettent de modifier l'inclinaison tous les mois, ou encore saison par saison
- les panneaux fixes : gardent une position fixe tout au long de l'année, le plus souvent orienté sud avec une inclinaison de 35°, ce qui permet de maximiser leur rendement
- les panneaux mobiles ou suiveur solaires : la structure peut suivre le soleil tout au long de la journée, ce qui permet d'augmenter la production d'électricité par rapport aux panneaux fixes (environ 25 %)

SOURCES – POUR ALLER PLUS LOIN

- <https://www.guide-panneaux-photovoltaïques.be/technologies/le-panneau-amorphe/>
- Wikipédia : https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_solaire_photovolt%C3%AFque
- <https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/tarifs-dachat/obligation-dachat-pv/>
- Guide 2020 : l’instruction des demandes d’autorisations d’urbanisme pour les centrales solaires au sol, MTES
- Connaissance des énergies : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-photovoltaïque>
- Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME 2019
- <http://www.ef4.be/fr/pv/composants-dun-systeme/orientation-structure.html>
- <https://www.lepanneausolaire.net/l-ensoleillement-france.php>
- https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/#MR

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

- Dans notre département, 4ème producteur au niveau national d’énergie d’origine photovoltaïque, 48 parcs sont installés (pour une puissance de 313 Mwc) et 22 parcs sont en projet, hors HYGREEN PROVENCE (pour une puissance de 87Mwc) ;
- 800 ha du département sont ainsi dédiés aux centrales photovoltaïques au sol, représentant 0,11 % de la superficie du territoire ;
- En 2020, le PV collectif permettait de produire 440 GWh d’énergie électrique, soit 3/4 de l’objectif 2023 bas (592 Gwh) du SRADDET et la moitié de l’objectif bas du SRADDET en 2030 (835 GWh) ;
- Voir les pages 56 à 64 de l’état des lieux des ENR dans le département

Fiche n°5: les petites centrales hydroélectriques

EN BREF

Une petite centrale hydroélectrique (ou PCH) **convertit l'énergie d'une chute d'eau en électricité** : une turbine transforme l'énergie cinétique du courant d'eau en énergie mécanique, qui est ensuite transformée en énergie électrique par un alternateur.

La petite hydroélectricité désigne les centrales d'une puissance inférieure à 10 MW. Au sein de cette catégorie, on distingue :

- les petites centrales (puissance entre 2 et 10 MW)
- les mini centrales (puissance entre 500 kW et 2 MW)
- les micro centrales (puissance entre 20 et 500 kW)
- les pico centrales (puissance inférieure à 20 kW)

Les petites centrales sont généralement « **au fil de l'eau** » (et ne demandent alors ni retenue, ni vidange ponctuelle) mais ce n'est pas forcément le cas. Certaines peuvent également être de type « lac ».

À l'échelle nationale, ces petites centrales produisent 6 TWh/an (l'équivalent d'un réacteur nucléaire) et leur potentiel de développement est estimé à 2,7 à 3,7 TWh.



CHIFFRES CLÉS

Une petite centrale hydroélectrique « au fil de l'eau » fonctionne en moyenne 4 000 heures par an (167 jours).

Les coûts des PCH sont très dépendants des caractéristiques des sites de production, ce qui entraîne une plage de variation du coût actualisé de l'énergie importante : de l'ordre de 30 à 150 €/MWh. Cela est dû à de grandes disparités dans les coûts d'installation et d'exploitation, mais également à la forte incertitude sur la production. Le **coût des études** nécessaires pour la demande d'autorisation d'une PCH est **très élevé** (entre 10 000 et 30 000 €).

Le chiffre d'affaires annuel d'une installation dépend également beaucoup de son type. À titre d'exemple, la PCH d'Allos génère 28 000 € / an de recettes.

La durée de fonctionnement d'une PCH est de 50 ans pour les nouvelles installations (25 ans pour la rénovation d'installations).

AVANTAGES

- L'énergie hydroélectrique est prédictible
- Frais d'entretien réduits
- Filière mature d'un point de vue technique

INCONVÉNIENTS

- Dépendance aux précipitations
- Contraintes réglementaires d'implantation diverses qui nécessitent une analyse fine et sur un temps long de chaque projet potentiel
- Coût d'un dossier d'autorisation en hydroélectricité supérieur à celui des autres filières EnR
- Perspectives de développement limitées car technologie déjà très mature

REPÈRES RÉGLEMENTAIRES

Comme toute installation de production d'énergie, une PCH est soumise au **code de l'énergie** (Livre III et livre V). Cela concerne en particulier l'**autorisation d'exploiter** et la **demande de raccordement au réseau**, ainsi que les **procédures environnementales**.

Installations de moins de 4,5 MW : régime de l'AUTORISATION	Installations de plus de 4,5 MW : régime de la CONCESSION
<p>Elles nécessitent l'obtention d'une autorisation environnementale, délivrée par le préfet pour une durée limitée (souvent 30 ans) avec possibilité de renouvellement. Les règles d'exploitation dépendent des enjeux environnementaux du site concerné. À l'expiration du délai d'autorisation, le producteur doit rétablir la libre circulation des eaux ou céder son installation à l'État avec versement d'une indemnité par ce dernier.</p> <p>C'est le régime le plus fréquent. C'est celui qui intéresse les collectivités.</p>	<p>Elles appartiennent à l'État qui en délègue la construction et l'exploitation à un concessionnaire sur la base d'un cahier des charges. La concession est délivrée par le préfet pour les PCH.</p> <p>Ce régime concerne peu les producteurs autonomes.</p> <p>Tout un chacun peut faire une demande d'engagement de procédure de concession suivant l'article R. 521-3 du code de l'énergie.</p>

Dans les deux cas, une enquête publique est obligatoire.

Les PCH situées sur les cours d'eau sont également soumises à la législation sur l'eau, codifiée dans le **code de l'environnement**, en application de la rubrique 5.2.2.0 de la nomenclature des installations, ouvrages, travaux et activités (IOTA) soumises à autorisation ou déclaration au titre de la **loi sur l'eau**. Les PCH sont soumises à **étude d'impact** (selon l'article L. 122-1 du Code de l'Environnement), ce qui peut impliquer d'autres procédures, comme la dérogation espèces protégées.

Des obligations supplémentaires peuvent être imposées à l'exploitant : non dégradation du bon état écologique du cours d'eau (car les PCH peuvent perturber les écosystèmes), délivrance d'un débit réservé (Loi Pêche du 29 juin 1984), obligations sécuritaires... Dans nos départements, une attention particulière doit être portée à l'impact des PCH sur les écosystèmes ainsi qu'à leur résilience en cas de crue. Le classement des cours d'eau disponible sur les sites des services de l'État permet de mesurer leur importance écologique. **Sur les cours d'eau de type 1, qualifiés d'en très bon état écologique, aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique.** Sur les cours d'eau de type 2, il est nécessaire d'assurer le transport suffisant des sédiments et la circulation des poissons migrateurs. Les ouvrages sont autorisés mais doivent y être gérés, entretenus et équipés selon des règles définies par l'autorité administrative.

Bien que l'aspect environnemental soit un élément clé du montage d'un projet de PCH, il ne faut pas oublier les autres aspects du projet comme le permis de construire. D'une manière générale, la procédure pour obtenir une autorisation d'exploitation est longue (5 ans en moyenne).

REPÈRES TECHNIQUES

Les installations doivent limiter leurs impacts sur la continuité écologique notamment en :

- maintenant dans le cours d'eau un **débit minimum** (« débit réservé ») permettant a minima de garantir des conditions nécessaires au développement de la vie dans le tronçon court-circuité par l'installation ;
- préservant des **passages** ou des modes de gestion pour les espèces (poissons migrateurs) et pour les sédiments, par exemple par l'installation de passes à poissons qui peuvent représenter un coût

important (5 à 20 % du coût global de l'aménagement hydroélectrique).

Lors du renouvellement de l'autorisation, le pétitionnaire doit se mettre en conformité avec la réglementation en vigueur. Cette autorisation est révoquée et peut être retirée si l'intérêt général le justifie (notamment sur les cours d'eau domaniaux).

SOURCES – POUR ALLER PLUS LOIN

- <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite>
- <https://www.ecologie.gouv.fr/hydroelectricite>
- <http://www.auvergne-rhone-alpes.developpement-durable.gouv.fr/hydroelectricite-r3219.html>
- Wikipédia : https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_hydro%C3%A9lectrique#Centrales_hydro%C3%A9lectriques
- http://www.energies-renouvelables.org/petite_hydraulique.asp
- Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité, ADEME, 2003
- <https://bourgogne-franche-comte.ademe.fr/sites/default/files/guide-hydro-admin-2019-bd.pdf>
- <https://rencontre-hydro-bfc.site.ademe.fr/Data/ElFinder/s101/Guide-Hydro-juridique-2019-BD.pdf>
- Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME 2019

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

- Dans notre département, l'hydroélectricité permettait de produire 3 500 GWh d'énergie électrique, dépassant ainsi les objectifs « hauts » de 2023 (2260 GWh) et 2030 (2260 GWh) du SRADDET ;
- 21 centrales en fonctionnement font l'objet d'une autorisation, pour une production annuelle de 93GWh ;
- 13 centrales en fonctionnement sont concédées, pour une production annuelle de 3,4TWh
- Cette production d'énergie importante grâce à l'hydroélectricité provient des grandes centrales concédées en lacs, utilisées pour pallier l'intermittence nationale.
- Voir pages 48 à 55 de l'état des lieux départemental des ENR

Fiche n°6 : les éoliennes

EN BREF

Une éolienne est un dispositif qui convertit l'énergie cinétique du vent en une énergie mécanique, ensuite transformée en énergie électrique.

Le type d'éolienne le plus courant est composé :

- d'un mât qui place le rotor à une hauteur suffisante pour permettre son mouvement (l'énergie du vent « accessible » étant plus importante en altitude). Ces mâts sont généralement en acier.
- d'une nacelle montée au sommet du mât qui abrite les composants nécessaires au fonctionnement de la machine. Cette nacelle peut tourner pour orienter la machine en fonction de la direction du vent.
- d'un rotor localisé dans le nez de l'éolienne recevant les pales (en général 3).



En 2017, le parc français était le quatrième plus important d'Europe et produisait 24 TWh/an (soit l'équivalent de 4 réacteurs nucléaires).

CHIFFRES CLÉS

La puissance d'une éolienne varie selon son lieu d'implantation : entre 1,8 et 3 MW pour les grandes éoliennes au sol (rotor d'un diamètre compris entre 80 et 110 m pour une hauteur totale comprise entre 120 et 160 m). L'emprise au sol nécessaire à un projet éolien est d'environ 200 m².

Les emplois créés dépendent du nombre d'installations implantées dans un périmètre de type régional. En PACA, on dénombre en 2017 plus de 13 ETP (Equivalent Temps Plein)/MW installé, toutes activités confondues (construction – exploitation – entretien).

Le rendement d'une éolienne est fortement dépendant de la vitesse du vent. Il est tout de même possible d'estimer un **rendement moyen**. Celui de la grande éolienne se situerait aux alentours de **35 %**. **Attention** : cela ne signifie pas que l'éolienne ne fonctionne que 35 % du temps (dès lors que le vent va suffisamment vite, l'éolienne débite de l'électricité) mais uniquement qu'elle n'atteint pas tout le temps sa puissance nominale.

La durée de vie d'une éolienne est estimée entre 20 et 25 ans et est fonction des conditions d'entretien et climatiques.

Le coût moyen de production de l'énergie éolienne est situé entre 50 et 70 €/MWh, dépendant des conditions de vent et de la puissance installée. Ce coût est d'un ordre de grandeur comparable à une centrale à gaz à cycle combiné (50-66 €/MWh).

AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
<ul style="list-style-type: none"> • Rapidité de construction • Faible emprise au sol (200 m²) et pas de clôtures nécessaires : le reste du terrain reste utilisable • Création d'emplois régionaux • Facilité de remplacement des éoliennes en fin de vie (réutilisation du socle existant) • Possibilité de recyclage quasi intégral des matériaux utilisés dans la fabrication d'une éolienne • Coûts de production en baisse (augmentation de la durée de vie, amélioration du facteur de charge) 	<ul style="list-style-type: none"> • Énergie intermittente • Socle béton et câbles électriques à enlever à la fin de l'exploitation d'une éolienne (pas de recul sur cette étape) • Difficultés sociales d'acceptation • Contraintes réglementaires d'implantation (au sol et en aérien) diverses qui nécessitent une analyse fine et sur un temps long de chaque projet potentiel

REPÈRES RÉGLEMENTAIRES
<p>Comme toute installation de production d'énergie, une éolienne est soumise au code de l'énergie (Livre III). Cela concerne en particulier l'autorisation d'exploiter et la demande de raccordement au réseau.</p> <p>Les éoliennes sont des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et relèvent de la rubrique 2980. En fonction de la hauteur du mât et de la nacelle, mais également de la puissance installée, le régime est celui de la déclaration ou de l'autorisation. En fonction de cela, elles seront, ou non, soumises à enquête publique.</p> <p>Un projet éolien peut également être soumis à d'autres procédures réglementaires, en fonction de son impact sur l'environnement (dérogation espèces protégées, autorisation de défrichement, etc.).</p> <p>Les lieux d'implantation des éoliennes sont soumis à de nombreuses réglementations, comme les servitudes aéronautiques ou encore la proximité des zones destinées à l'habitation (en France la loi Grenelle 2 impose une distance de 500 m entre les éoliennes et les zones destinées à l'habitation).</p> <p>Un projet d'éolienne terrestre suffisamment important pour être soumis à autorisation environnementale (éoliennes supérieures à 50 m de hauteur) est dispensé de permis de construire. Les éoliennes sont en effet l'unique catégorie de projet pour lesquels l'autorisation environnementale unique, qui peut intégrer plus de dix autorisations différentes, tient également lieu de permis de construire. Elle prévoit la réalisation d'une étude d'impact et de dangers qui évalue les effets du projet sur l'environnement, en incluant des critères tels que l'impact paysager, la biodiversité, le bruit et les risques pour les riverains. Elle permet ainsi au porteur de projet d'obtenir un titre unique qui porte autorisation d'exploiter l'ICPE mais aussi permis de construire, autorisation électrique, autorisation de défrichement et dérogation à l'interdiction de porter atteinte aux espèces protégées. Cette procédure prévoit également une enquête publique avec affichage dans un rayon de 6 km autour du lieu envisagé pour l'implantation des éoliennes.</p> <p>Finalement, seules les éoliennes mesurant entre 12 et 50 m sont soumises à permis de construire.</p>

REPÈRES TECHNIQUES

La vitesse, la direction ainsi que la répartition sont des critères importants pour le choix du site. Un site avec des vents de 30 km/h sera en moyenne huit fois plus productif qu'un site avec des vents de 15 km/h de moyenne, à répartition des vents similaires. Néanmoins, si le vent est trop fort, les pales peuvent fléchir sous la force du vent et, par vent trop fort, viendraient percuter le mât. Ainsi, il peut être nécessaire de les immobiliser pour des raisons de sécurité.

En règle générale, les éoliennes sont utilisables quand la vitesse du vent est supérieure à 10-20 km/h mais inférieure à 90 km/h.

À partir d'une certaine hauteur, la constance de la vitesse est un facteur clé dans la productivité d'un projet éolien, afin d'éviter des arrêts intempestifs. Même avec un système d'orientation de nacelle performant, il est également préférable d'avoir une direction de vent constante pour obtenir un rendement optimal.

SOURCES – POUR ALLER PLUS LOIN

- Coût des énergies renouvelables et de récupération, ADEME (2019)
- Diaporama « ICPE Eoliennes terrestres » - DREAL Normandie
- Ministère de l'Ecologie : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/eolien-terrestre#e0>
- Eolien et urbanisme, guide à destination des élus, Ministère de la Cohésion des Territoires et des Relations avec les Collectivités Territoriales et Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (2019)

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

- Aucun des projets d'éoliennes envisagés n'a pu aboutir (en particulier à Châteauneuf Val Saint Donat et Bras d'Asse)
- Dans notre département, il est important de se renseigner sur les zones de servitudes aéronautiques de l'armée de l'air et sur celles de l'aviation civile, qui couvrent une grande partie du territoire.

**2ème partie : encourager la
planification territoriale
des ENR**

Fiche n°7 : Présentation générale de la démarche de planification territoriale

Si la réglementation encadrant l'installation d'ENR n'impose pas, à ce jour, de planification locale de la production d'ENR, il est fortement recommandé de porter une **réflexion stratégique** sur ce sujet à **l'échelon intercommunal** (quels enjeux pour mon territoire ? Quelles énergies privilégier ? Combien de projets ENR ? Où et à quelles conditions ? Comment faire participer la population à ces décisions ?). Les fruits de cette réflexion peuvent permettre d'aboutir, dans un premier temps, à une **charte de développement des ENR**, comprenant notamment une cartographie des zones d'implantation des ENR, **validée et portée politiquement**, et dans un second temps être **intégrés dans les documents d'urbanisme et de planification de l'EPCI** (PCAET, SCOT, PLUI, etc.).

1. Planifier, pourquoi ?

Les centrales photovoltaïques au sol, moins chères que les installations sur toitures¹, pourraient sembler être la principale réponse aux ambitions de développement des énergies renouvelables. Mais la consommation d'espaces qui en résulterait (entre 1 et 2 ha par MWc installé) ne saurait se faire au détriment de la préservation des espaces agricoles, naturels et forestiers, qui contribuent par ailleurs au stockage du carbone, à l'adaptation au changement climatique et au maintien de la biodiversité.

Le développement de parcs photovoltaïques au sol est donc conditionné à **une réflexion territoriale** et doit pouvoir s'inscrire dans une **planification choisie, anticipée et concertée**, élaborée par les collectivités en lien avec la population.

2. Quels outils pour planifier ?

Ce paragraphe traite essentiellement des centrales photovoltaïques au sol. Les éléments concernant le bois énergie, la méthanisation, la géothermie, feront l'objet de travaux ultérieurs. Des données sont disponibles à l'échelle régionale sur la base Cigale², réalisée par AtmoSud, dans le cadre de ses missions au sein de l'Observatoire Régional de l'Energie, du Climat et de l'Air.

2.1. La doctrine départementale et le cadre régional pour le développement du photovoltaïque

Le guide départemental relatif au photovoltaïque au sol (juin 2018)³ et le cadre régional pour le développement des projets photovoltaïques en PACA (février 2019)⁴ donnent des premières orientations pour le développement des centrales solaires au sol. Les principes suivants doivent guider les collectivités et les porteurs de projets dans le choix d'implantation des centrales photovoltaïques au sol :

- 1) les sites anthropisés et dégradés sont des terrains privilégiés pour l'implantation de nouvelles centrales
- 2) les terres mécanisables par l'agriculture sont à protéger
- 3) les espaces boisés présentant un fort enjeu forestier, de production ou patrimonial, sont à protéger
- 4) les espaces et sites naturels remarquables sont à protéger
- 5) les terrains exposés à des risques naturels forts et très forts sont à proscrire

1 Les coûts moyens d'investissement observés en 2019 se situent autour de 800€ / kWc pour les installations au sol contre 1 100 € / kWc pour les installations sur bâtiments et ombrières de parking. Source CRE :

<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale>

2 <https://cigale.atmosud.org/visualisation.php>

3 www.alpes-de-haute-provence.gouv.fr

4 www.paca.developpement-durable.gouv.fr

6) le développement des champs photovoltaïques doit être cohérent avec le projet paysager du territoire.

2.2. L'état des lieux des énergies renouvelables dans les Alpes de Haute-Provence

En 2021, un inventaire des EnR collectives⁵ (hydroélectricité, PV au sol, méthanisation, bois énergie – chaudière collectives, ...) a été réalisé à l'échelle des 2 départements des Alpes du Sud et présenté aux partenaires techniques du 04 (juillet 2021) et aux intercommunalités (septembre 2021) des Alpes de Haute-Provence en présence de Madame la Préfète.

Il permet à chaque EPCI d'avoir un regard sur ses consommations en énergie et sur le mix énergétique produit localement. Les stratégies de développement des EnR sont à adapter aux spécificités et ressources d'un territoire.

2.3. La cartographie des critères rédhibitoires de la doctrine PV départementale

En 2022, un travail de cartographie des **critères rédhibitoires** énoncés dans la doctrine départementale a été mené par la DDT.

Les zones dans lesquelles les données étudiées laissent présager de la présence d'au moins un critère rédhibitoire sont indiquées en **gris** : il faut analyser des données complémentaires pour lever l'incertitude avant de poursuivre les réflexions sur un projet. Les zones restantes sont blanches : elles indiquent que parmi les critères analysés en SIG, il n'y a pas d'obstacle au développement de projets PV (selon la doctrine départementale) mais que l'examen de données complémentaires ou de relevés de terrain pourraient révéler des contre-indications au développement de projet (en particulier la présence d'espèces protégées ou l'analyse des effets cumulés).

En fonction des critères, les données disponibles ne permettent pas le même niveau de représentation :

- Pour le volet agricole, la représentation est pertinente, dans la limite des déclarations PAC.
- Pour le volet forêt très peu de données sont disponibles à ce jour.
- Pour le volet environnement, la quasi-totalité des critères de la doctrine sont transposables sur une carte.
- Pour le volet risques, les données sont hétérogènes à l'échelle du département et ne permettent pas une représentation satisfaisante du critère.
- Pour le volet paysage, une analyse de terrain au cas par cas reste indispensable.

À l'échelle de chaque territoire, des analyses complémentaires environnementales, paysagères, agricoles, forestières et concernant les risques naturels restent indispensables pour déterminer l'opportunité de développer des parcs solaires en dehors de ces zones d'exclusion.

Cette cartographie est présentée en annexe et peut être livrée au format SIG aux collectivités qui le souhaitent⁶.

Cette cartographie permet un premier niveau de dérisquage foncier mais ne constitue pas une réflexion de planification. D'une part il manque des données, notamment sur les volets paysagers et forestiers et d'autre part la démarche de planification doit aussi prendre en compte les éléments techniques incombant aux projets.

⁵ Accessible en ligne sur le site : www.alpes-de-haute-provence.gouv.fr

⁶ Contact : ddt-uictas@alpes-de-haute-provence.gouv.fr

2.4. Le plan de paysage, outil d'intégration

Pour consolider le volet paysager d'une démarche de territorialisation de projets EnR la collectivité peut choisir de se lancer dans un plan de paysage⁷.

Le ministère de la Transition écologique appuie ces démarches à travers son appel à projet annuel « plans de paysages ». Les éditions 2021 et 2022 comportaient un volet thématique consacré aux stratégies territoriales de transition énergétique.

Le plan de paysage est une démarche volontaire, portée par une collectivité qui invite les acteurs de son territoire à repenser la manière de concevoir l'aménagement du territoire. Il s'agit de remettre au cœur du processus ce qui fait l'originalité et la richesse de ce territoire et qui par ailleurs est porteur de sens pour les populations : le paysage.

Le plan de paysage se décline en 4 étapes :

- Un état des lieux du paysage analyse des caractéristiques du paysage et des dynamiques en cours
- Une définition des enjeux paysagers du territoire
- La formulation des objectifs de qualité paysagère
- Des propositions d'actions concrètes à engager à court, moyen et long termes

L'un des enjeux du plan de paysage réside dans la **concertation** et dans la participation effective de tous les acteurs du territoire aux décisions qui concernent le devenir de leur paysage. L'élaboration se fait donc en concertation avec les habitants, les associations et les différents acteurs économiques du territoire pour parvenir à un projet partagé par tous. La stratégie paysagère de la collectivité n'est pas conçue par un expert extérieur au territoire. Elle est définie avec l'aide de spécialistes (paysagiste, médiateur, etc.), par les autorités publiques, en tenant compte des attentes de chacun. La principale condition de réussite tient de l'animation du plan de paysage dans la durée.

2.5. Prendre en compte les contraintes techniques (notamment le raccordement au réseau)

Il est nécessaire de prendre en compte des critères de faisabilité technique dans la démarche de planification en associant les opérateurs de réseau électrique (RTE, Enedis) et les développeurs dans la réflexion.

La question des possibilités de raccordement aux réseaux électriques est importante et doit être intégrée à la logique de planification.

RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, est chargé par la loi d'élaborer les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR)⁸, en lien avec les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (Enedis et EDSB dans le Briançonnais).

Le S3REnR se construit en 3 étapes :

- 1) Réaliser un panorama des énergies renouvelables à partir de la vision des acteurs locaux de l'énergie Cette analyse permet de mieux cerner les zones où pourraient se développer les énergies renouvelables et de définir une répartition géographique des «capacités d'accueil» à réserver pour accompagner ce développement.
- 2) Identifier les adaptations du réseau nécessaires pour garantir cette capacité d'accueil des énergies renouvelables, en tenant compte des enjeux techniques, environnementaux et financiers.

7 https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/14199_brochure-24p_plan-de-paysage-agir-cadre-de-vie_web_planches.pdf

8 <https://www.concertation-s3renr-paca.fr/documents/4.pdf>

3) Chiffrer les investissements associés à ces adaptations et définir la répartition du financement entre les producteurs et les gestionnaires de réseau

Le réseau et les postes-source vont être amenés à évoluer avec la révision du S3REnR – PACA. Les prévisions d'évolution du réseau doivent être prises en compte dans toute démarche de planification. RTE estime que 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. Ainsi, la création ou non d'un poste source peut impacter significativement la stratégie de développement des ENR d'une collectivité.

Par ailleurs, il est possible pour certains parcs de petite taille de se raccorder au réseau autrement que sur un poste-source (en piquage direct sur ligne HT).

Au-delà du réseau, il peut aussi être intéressant de prendre en compte les éléments sur le potentiel solaire du territoire. Pour les toitures, le Conseil Régional a financé la réalisation d'un cadastre solaire disponible sur le site ORECA⁹. En 2010, le potentiel solaire a été étudié à l'échelle de la région PACA, par le Centre observation, impacts, énergie (O.I.E.) de MINES ParisTech / ARMINES¹⁰. Il est disponible sur Géoportail.

3. Quels documents pour traduire une stratégie de planification ?

Les territoires disposent aujourd'hui de nombreux outils de planification, stratégiques, réglementaires ou contractuels, pour être plus prescriptifs sur le plan énergétique à différentes échelles : schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), schéma de cohérence territoriale (SCoT), plan climat-air-énergie territorial (PCAET), plan local d'urbanisme intercommunal (PLUi), programme local de l'habitat (PLH) et plan de mobilité (PdM, ex PDU).

Le plan climat-air-énergie territorial (PCAET) est un outil de planification, à la fois stratégique et opérationnel, qui permet aux collectivités d'aborder l'ensemble de la problématique air-énergie-climat sur leur territoire. Obligatoire pour certaines métropoles et intercommunalités, le PCAET définit, sur le territoire de l'intercommunalité ou de la métropole :

- les objectifs stratégiques et opérationnels de cette collectivité en vue d'atténuer le changement climatique, de le combattre efficacement et de s'y adapter ;
- le programme d'actions à réaliser afin d'améliorer l'efficacité énergétique, d'augmenter la production d'énergie renouvelable, de valoriser le potentiel en énergie de récupération, de favoriser la biodiversité pour adapter le territoire au changement climatique, de limiter les émissions de gaz à effet de serre, d'anticiper les impacts du changement climatique...

L'élaboration d'un schéma directeur des énergies¹¹ (SDE) invite les collectivités à actionner de manière coordonnée les différents leviers dont elles disposent sur la consommation, la production et la distribution d'énergie, pour optimiser leur mix énergétique et réduire les émissions de gaz à effet de serre de leur territoire. L'enjeu avec un SDE est de sortir d'une vision en silo des énergies pour produire une stratégie de mise en place d'un mix énergétique optimisé sur les plans environnemental, social et économique. Démarche volontaire, le SDE se situe au croisement des exercices de stratégie énergétique, de planification territoriale et de programmation opérationnelle.

Les documents de planification (PCAET, SCoT, PLUi) doivent permettre un développement des énergies renouvelables intégré au projet global des territoires et respectueux des autres enjeux. Mais ce volet de la planification des énergies et des réseaux dans les territoires est trop souvent peu développé. Ainsi, la DREAL PACA a confié aux agences d'urbanisme la réalisation d'un guide¹² à

9 <https://www.siterre.fr/paca/#/carte>

10 <http://www.webservice-energy.org/atlas-solaire>

11 <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/schemas-directeur-des-energies-010929.pdf>

12 https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/guide_planification_enr_r.pdf

destination des collectivités en charge de la réalisation des documents de planification pour les aider à connaître les attentes et recommandations de l'Etat et de la Région en la matière, et illustré de bons exemples de formulations tirées de documents de planification existants.

4. Planifier dans la concertation

Dans une région où les enjeux environnementaux, paysagers et patrimoniaux sont forts, où le potentiel en particulier solaire est élevé et déjà en partie exploité, les projets d'énergie renouvelable portés par des opérateurs de façon non coordonnée peuvent se heurter à de vives contestations. Pour faciliter le développement de projets vertueux, il est indispensable d'associer les citoyens à la réflexion de planification et prendre en compte leurs besoins et leur connaissance fine du territoire et de ses dynamiques.

Comme évoqué au 2.4, l'élaboration de plans et programmes, comme un plan de paysage favorise la concertation. Au besoin, pour les projets d'intérêt national qui ont un impact significatif sur l'environnement ou l'aménagement du territoire, la CNDP (commission nationale du débat public) peut être sollicitée (conseils sur les formats attendus de concertation, veille au respect du droit à l'information et à la participation du public).

« Par le biais des concertations autour des plans ou des projets, la mise en place de gouvernance partagée ou d'outils financiers, le photovoltaïque permet aussi aux acteurs locaux de se réappropriier les questions énergétiques et de s'impliquer dans la mise en œuvre concrète de la transition énergétique sur leur territoire. Par ailleurs, elle contribue au développement territorial, par exemple à travers les retombées fiscales, la création d'emplois et les possibilités d'investissement participatif. »¹³ (Photoscope, FNE, 2022)

Le FEDER, l'ADEME, La Région Sud Provence-Alpes-Côte d'Azur¹⁴ et la Métropole Aix Marseille Provence, cofinancent le réseau Énergie Partagée Sud Provence-Alpes-Côte d'Azur¹⁵. Créé en 2010, le mouvement Énergie Partagée accompagne citoyens et collectivités territoriales dans le montage de projets d'énergies renouvelables (solaire, hydroélectricité, bois-énergie, méthanisation...).

13 [https://ged.fne.asso.fr/silverpeas/LinkFile/Key/f33e5f75-cea2-458d-8d6a-31b8945f8aca/Photoscope%20FNE%20\(%C3%A9dition%202022\).pdf](https://ged.fne.asso.fr/silverpeas/LinkFile/Key/f33e5f75-cea2-458d-8d6a-31b8945f8aca/Photoscope%20FNE%20(%C3%A9dition%202022).pdf)

14 Contact Région sud : <https://www.maregionsud.fr/toutes-vos-aides/detail/plan-solaire-regional-region-sud>

15 <https://energie-partagee.org/wp-content/uploads/2020/04/EP-Sud-PACA-Plaquette-web.pdf>

Pour les centrales photovoltaïques au sol

De façon schématique, la démarche recommandée à l'échelle intercommunale est la suivante :

Analyse cartographique macroscopique du territoire intercommunal : définition de secteurs à exclure et à étudier en se basant sur les doctrines régionale et départementale de l'État (DREAL, DDT) aussi bien sur le domaine public que les propriétés privées

⇒ cf. Annexe : Cartographie de la doctrine PV, atlas et guide méthodologique réalisé par la DDT



Analyse cartographique affinée, avec l'aide d'un bureau d'études, des services SIG de la collectivité, des PNR, etc. : travail cartographique et connaissance fine du terrain pour ajouter éventuellement de nouveaux niveaux d'exclusion ou des sites à étudier

A ce stade de la démarche, il est indispensable d'**associer la population** par le biais de démarches de **concertation**. Par ailleurs, s'il paraît nécessaire d'affiner la cartographie, en vue notamment de sa transcription, ultérieure dans des documents d'urbanisme (**SCOT ou PLUI**), il n'est pas recommandé de pousser ce travail jusqu'à l'échelle de la parcelle, afin d'éviter les effets pervers de **spéculation foncière**.



Lancement d'appels à manifestation d'intérêt par les collectivités territoriales pour les projets potentiels relevant du domaine public. Démarches de gré à gré pour les projets potentiels relevant de propriétés privées.



Développement des projets par les opérateurs d'ENR – études d'impact et études plus poussées dépendant de la nature du projet

**3ème partie : Quels
montages juridiques et
financiers, pour quelles
recettes ?**

Fiche n°8 : la compétence en matière de production d'ENR

- Définition juridique des ENR

Les **sources d'énergie renouvelables** sont énumérées à l'art. **L.211-2 du code de l'énergie**, qui liste l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, l'énergie géothermique, l'énergie ambiante, l'énergie marémotrice, houlomotrice et les autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, les gaz de décharge, les gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz.

L'énergie ambiante est l'énergie thermique naturellement présente et l'énergie accumulée dans un environnement fermé, qui peut être emmagasinée dans l'air ambiant, hors air extrait, dans les eaux de surface ou dans les eaux usées.

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels ainsi que les déchets ménagers et assimilés lorsqu'ils sont d'origine biologique.

- Pluralité des compétences en matière d'ENR

Le déploiement de politiques publiques en matière d'énergie, et plus spécifiquement en matière d'énergies renouvelables, recouvre des champs d'intervention distincts, pouvant relever de niveaux de collectivités différents (cf. tableau ci-dessous).

Les collectivités territoriales jouent, en effet, un rôle clef dans la lutte contre le changement climatique, la maîtrise des consommations d'énergie et la promotion des énergies renouvelables. Elles ont notamment la responsabilité d'investissements structurants (bâtiments, transports, politiques d'urbanisme et d'aménagement, etc.) qui ont un impact sur le plan énergétique.

En particulier, les collectivités ont la responsabilité de la **planification** (spécialement à l'échelle régionale et intercommunale) et de l'**animation** (spécialement à l'échelle intercommunale) de la transition énergétique.

Ces compétences peuvent s'exercer à plusieurs échelles, à travers divers outils, spécifiquement dédiés aux questions Climat-Air-Énergie (**SRADET**, PPA, **PCAET**, schéma directeur des réseaux de chaleur ou de froid), ou à d'autres thématiques sectorielles (**SCoT**, **PLUi**, PLH, PDU).

En outre, les deux lois "Grenelle" - loi n° 2009-967 du 3 août 2009 et loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 - ont étendu le champ de compétences des collectivités territoriales dans le domaine de la politique énergétique, en leur permettant de développer des actions en faveur de la **maîtrise de l'énergie** et d'intervenir dans le domaine de la **production** utilisant des sources d'énergies renouvelables.

Énergie

Commune ou EPCI	Département	Région	Etat
<ul style="list-style-type: none"> ■ Art. L.2224-31 CGCT = Autorités organisatrices de distribution d'électricité et de gaz ■ Art. L.2224-32 CGCT = Aménagement, exploitation d'installation de production d'énergie de sources renouvelables ■ Art. L.2224-34 CGCT = Mise en place d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie ■ Art. L.2224-37 CGCT = Création d'infrastructures de charges nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides ■ Article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation, modifié par la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie = Aménagement de réseaux de chaleur alimentés par des installations utilisant le pouvoir calorifique des résidus et déchets collectés 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Art. L.2224-31 CGCT = Autorités organisatrices de distribution d'électricité et de gaz si le département exerce cette compétence à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 ■ Art. 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 = Aménagement, exploitation d'installation de production d'énergie de sources renouvelables ■ Art. L.2224-34 CGCT = Mise en place d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie ■ Article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation, modifié par la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie = Aménagement de réseaux de chaleur alimentés par des installations utilisant le pouvoir calorifique des résidus et déchets collectés 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Art. 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 = Aménagement, exploitation d'installation de production d'énergie de sources renouvelables ■ Art. L.2224-34 CGCT = Mise en place d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie ■ Article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation, modifié par la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie = Aménagement de réseaux de chaleur alimentés par des installations utilisant le pouvoir calorifique des résidus et déchets collectés 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Élaboration du schéma de services collectifs de l'énergie. ■ Programmation pluriannuelle des investissements de production. ■ Délivrance des autorisations d'exploiter.

- Compétence en matière de production d'ENR

Parmi cette pluralité de compétences en lien avec les ENR, il convient d'insister sur la compétence relative spécifiquement à la production d'ENR.

L'article **L. 2224-32 du code général des collectivités territoriales** dispose ainsi que : « les communes, sur leur territoire, et les établissements publics de coopération, sur le territoire des communes qui en sont membres, peuvent (...) aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter dans les conditions prévues par le présent code toute nouvelle installation hydroélectrique, toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables définies notamment à l'article L. 211-2 du code de l'énergie, toute nouvelle installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14 du présent code, ou toute nouvelle installation de production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone définis à l'article L. 811-1 du code de l'énergie, de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations visant l'alimentation d'un réseau de chaleur (...) lorsque ces nouvelles installations se traduisent par une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques ».

- la compétence en matière de production d'ENR n'est pas partagée entre communes et EPCI

La rédaction de l'article précité a pu conduire certains juristes à conclure à l'existence d'une compétence partagée entre communes et EPCI.

Toutefois, selon une **doctrine ministérielle constante**, que les services de la préfecture 04 reprennent à leur compte, la capacité d'intervention d'un EPCI sur le fondement de la disposition précitée s'acquiert uniquement en cas de **transfert de compétence de la part des communes membres**. Ainsi, un EPCI qui souhaiterait exercer cette compétence en matière de production d'ENR devra s'en doter au titre d'une **compétence facultative** à part entière, en recourant à la procédure du transfert de compétences figurant à l'article L. 5211-17 du CGCT.

En effet, la compétence en matière de production d'ENR ne peut être qualifiée de « partagée », faute de disposition législative expresse en ce sens, contrairement à ce que le législateur a pu prévoir s'agissant d'autres compétences (cf. article L. 1111-4 CGCT s'agissant des compétences en matière de promotion de l'égalité entre les femmes et les hommes, culture, sport, tourisme, promotion des langues régionales et éducation populaire, ou encore article L. 1111-8-2 CGCT concernant les aides et subventions par exemple).

- *La compétence en matière de production d'ENR peut être transférée à un EPCI et modulée de façon souple*

S'agissant toutefois du transfert d'une compétence facultative, les contours de cette dernière peuvent être définis de façon souple, afin notamment de permettre que communes et EPCI participent, par exemple, à une même SEML ou à une même SPL.

La ligne de partage tracée entre communes et EPCI-FP peut ainsi reposer sur une définition par :

- type de projet,
- par ancienneté (l'EPCI se réservant les nouvelles installations, par exemple),
- par liste nominative,
- selon les quantités d'électricité produite par l'installation, etc.

Si ce transfert est opéré non pas vers un EPCI FP mais vers un syndicat, les modalités en seront encore plus souples, celui-ci pouvant être « à la carte » si cette possibilité est inscrite dans les statuts du syndicat (article L. 5212-16 CGCT) et partant, ses moyens d'intervention plus variés.

- *En résumé, il convient de distinguer les projets relatifs à :*
 - l'aménagement ou à l'exploitation d'une installation de **production d'énergie** à partir de sources renouvelables, qui nécessitent, si l'EPCI souhaite être à l'initiative directe de projets de production d'ENR une **modification des statuts de l'EPCI** ;
 - la **promotion des énergies renouvelables**, la **maîtrise de la consommation d'énergie** ou encore la **planification territoriale**, qui peuvent être rattachées aux compétences obligatoires d'un EPCI en matière d'aménagement de l'espace communautaire, de développement économique, ou tout simplement de gestion de son patrimoine immobilier (rénovation thermique de bâtiments publics par exemple), et ne nécessitent **pas de modification des statuts de l'EPCI**.

-

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

- Dans le département, seule la CCVUSP dispose de la compétence en matière « d'étude, création et gestion d'équipements visant à consolider l'économie du territoire par la production d'énergie à partir de ressources naturelles locales renouvelables (solaire, biomasse, eau, etc.) ».
- En l'absence de compétence relative à la production d'ENR, les EPCI peuvent toutefois s'impliquer fortement dans 1) les démarches de planification territoriale de l'implantation des ENR (cartographie affinée, charte de développement des ENR, PCAET, SCOT, PLUi, etc.) et 2) la production d'ENR à partir de leurs bâtiments (PV sur toiture, géothermie, chaufferie bois, rénovation thermique, etc.). Ces actions ne nécessitent pas de modifications de leurs statuts ;
- Pour aller au-delà, et notamment être à l'initiative de projets de production d'ENR, la DCL est à la disposition des EPCI volontaires pour les accompagner dans l'évolution progressive de leurs statuts.

Enfin, l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 a, par ailleurs, étendu la compétence de production d'énergies renouvelables aux **départements**, et **aux régions**. Ces collectivités peuvent donc également aménager ou exploiter des installations de production d'électricité.

Ainsi, en résumé, s'agissant de la production d'ENR :

Collectivité	Compétence	Texte législatif ou réglementaire
Région	<i>«aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter (...) des installations de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables ».</i>	Art. 88-I de la loi du 12 juillet 2010 (Grenelle II)
Département	<i>«aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter (...) des installations de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables ».</i>	Art. 88-I de la loi du 12 juillet 2010 (Grenelle II)
Commune	<i>« aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter dans les conditions prévues par le présent code tout nouvelle installation hydroélectrique, toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables »</i>	L.2224-32 du CGCT
EPCI	<i>« aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter dans les conditions prévues par le présent code tout nouvelle installation hydroélectrique, toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables »</i>	L.2224-32 du CGCT (si modification de statuts)
Toute personne morale, quelle que soit la mission pour laquelle elle a été constituée peut	<i>«exploiter une installation de production d'énergie radiative du soleil dont les générateurs sont fixés ou intégrés aux bâtiments dont elle est propriétaire. Il en est notamment ainsi de toute société civile mentionnée au titre II du livre III du code</i>	Art. 88-II de la loi du 12 juillet 2010 (Grenelle II)

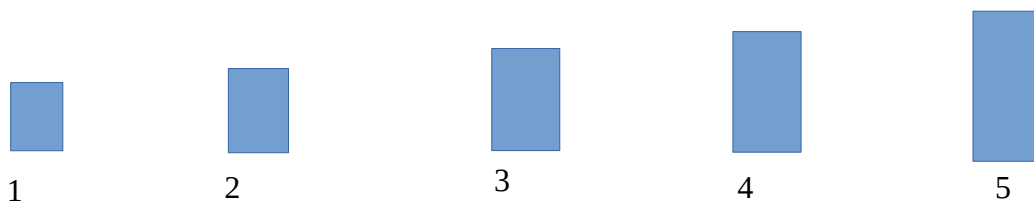
	<i>rural et de la pêche maritime [les différentes formes juridiques de l'exploitation agricole], y compris lorsque l'exploitant agricole dispose des bâtiments dans le cadre d'un bail rural. L'exploitant peut bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité ainsi produite ».</i>	
--	--	--

- Compétences en matière de maîtrise de l'énergie

L'article L. 2224-34 du CGCT donne la possibilité aux collectivités territoriales, aux établissements publics de coopération intercommunale ou aux syndicats mixtes compétents en matière de distribution publique d'énergie de réaliser des actions tendant à maîtriser la demande d'énergies de réseau des consommateurs.

Fiche 9 : Montages juridiques envisageables pour un projet d'ENR

Les collectivités (ce terme est pris dans un sens large : communes, EPCI, SDE, etc.) souhaitent de plus en plus s'impliquer dans le développement d'énergies renouvelables (EnR) afin notamment d'en maîtriser, autant que possible, l'implantation et les retombées sur leur territoire. Au-delà de la planification territoriale de l'implantation de ces ENR (cf. supra), cette volonté peut se traduire concrètement par des montages juridiques distincts, reposant sur un niveau plus ou moins élevé d'implication des collectivités dans le montage du projet.



1. Niveau d'implication **minimal** : élaboration de documents de planification ;
2. Niveau d'implication **modéré** : 1 + facilitation du projet par la collectivité : conclusion de contrats domaniaux, octroi de garanties d'emprunts, etc. ;
3. Niveau d'implication **moyen** : 2 + participation de la collectivité au portage politique du projet ; participation de la collectivité au sein de la structure chargée de la réalisation et de l'exploitation du projet d'ENR (participation au capital et à la gouvernance)
4. Niveau d'implication **élevé** : 1 + maîtrise de la gouvernance du projet, portage du projet par la collectivité, qui en délègue la réalisation et l'exploitation (gestion déléguée) ;
5. Niveau d'implication **maximal** : 1 + maîtrise totale du projet par la collectivité qui porte seule le projet, le réalise et l'exploite (régie internalisée).

Ces niveaux d'implication schématiques ne peuvent s'appliquer à tous les projets, en particulier pas à ceux de petite taille et d'envergure. Tous les montages juridiques ne peuvent s'appliquer à tous les projets ; c'est pourquoi il est nécessaire de clarifier le champ des possibles, dès la naissance du projet.

Plusieurs phases doivent être distinguées lors de la réalisation d'un projet d'EnR :

- **le choix du porteur de projet** : qui est à l'initiative du projet ? La collectivité, un développeur privé, les habitants, entreprises, agriculteurs, associations ?
- **le mode de gestion du projet** : en fonction de l'entité à l'initiative du projet, différents modes de gestion du projet sont envisageables (gestion directe ou déléguée) ;
- **le choix de l'opérateur** : si l'entité à l'initiative du projet décide de ne pas le réaliser en direct, différentes procédures existent pour choisir l'opérateur le mieux à même de développer et exploiter l'équipement produisant l'ENR.

Les réponses apportées à chacune de ces questions dépendront de la volonté de :
- maximiser les retombées économiques et sociales pour le territoire ; ;

- impliquer de façon plus ou moins forte les acteurs territoriaux dans les prises de décisions :

Ainsi, le champ des possibles peut aller :

- d'un projet 100 % externe, porté par un opérateur privé d'ENR seul, agissant, sans ou avec une très faible implication du territoire,
- à un projet 100 % collectivités, porté en régie,
- en passant par des projets comprenant une part de co-exploitation ou de co-développement, marqués par l'implication des acteurs territoriaux (collectivités, citoyens) dans la gouvernance et le financement du projet.

Les développements ci-après concernent les montages offerts aux collectivités lorsqu'elles sont à l'initiative d'un projet d'ENR :

I – Le choix du porteur de projet

Le choix du porteur du projet c'est-à-dire de celui qui est à l'initiative de celui-ci doit être distingué de celui de l'opérateur (celui qui le réalisera effectivement) ainsi que du mode de gestion qui sera retenu, et constitue la première étape de la réflexion qui doit être menée afin de voir aboutir le projet visé.

Le portage en direct par une ou des collectivités implique que la collectivité ait la capacité financière suffisante pour supporter l'investissement initial – ce qui est souvent le désavantage majeur de cette option, surtout pour les gros projets de type méthanisation ou éolien. En contrepartie, le portage en direct offre une plus grande maîtrise du projet et permet à la collectivité de retirer l'intégralité des bénéfices du projet.

1 – Portage seul

La collectivité compétente en la matière peut bien évidemment décider de porter seule le projet à mettre en œuvre, s'assurant ainsi une maîtrise totale de celui-ci et acceptant, de manière corrélative, l'intégralité du risque encouru.

2 – Portage avec d'autres personnes publiques

En fonction de la ventilation de la compétence facultative entre les communes et l'EPCI à qui elles ont délégué celle-ci, les collectivités peuvent s'associer entre elles pour porter les projets d'EnR. Ces coopérations peuvent être contractuelles ou associatives.

A – Coopérations contractuelles

1 – Groupement de commandes

Le groupement de commandes (articles L. 2113-6 et suivants et L. 3112-1 du code de la commande publique (CCP)) peut être défini comme la coopération entre différentes personnes morales dont au moins l'une d'entre elles est soumise au CCP pour la mise en œuvre d'une ou plusieurs procédures relevant dudit code (marché ou concession). Des personnes privées peuvent participer à un groupement.

Nécessairement porté par un coordinateur, le groupement de commandes est une forme de mutualisation légère et souple qui, cependant, est assise sur une convention établissant les droits et devoirs de chacune des collectivités dans le cadre de l'exploitation des ouvrages mutualisés. L'un des membres du groupement sera chargé de recenser et de

faire converger les besoins, puis de procéder à la passation du marché ou de la concession.

Permettant de mutualiser les achats, la formule peut être utilisée pour une vente totale d'EnR au réseau ou en autoconsommation individuelle.

2 – Co-maîtrise d'ouvrage

La convention de maîtrise d'ouvrage, définie à l'article L.2422-12 du CCP, permet à deux personnes morales assujetties à l'ancienne loi MOP (sont incluses certaines personnes morales de droit privé telles que des bailleurs sociaux à statut privé) de construire ensemble un ou plusieurs ouvrages, en désignant un maître d'ouvrage unique pour conduire l'opération. A l'inverse des groupements, cette possibilité est circonscrite, en raison de sa définition même, aux marchés publics.

A titre d'exemple, ce montage juridique peut permettre à deux collectivités de s'associer pour entreprendre la construction d'une chaufferie bois qui alimentera les bâtiments appartenant à chacune des collectivités.

3 – Coopérations locales et entente

La coopération locale, définie par l'article L. 5111-1, al. 3 du CGCT permet aux collectivités et à leurs groupements, de conclure des conventions de prestations de services entre collectivités, hors champ de la commande publique.

La coopération peut être déclinée sous deux formes :

- Pour les EPCI à fiscalité propre (EPCI FP) et leurs communes membres, la coopération locale permet de confier à l'un ou à l'autre des intervenants la création et/ou la gestion d'équipements et de services sans pour autant leur transmettre la ou les compétences concernées ;
- il peut également être confié, par une collectivité, à un mandataire la maîtrise d'ouvrage d'un équipement en son nom et pour son compte (L. 2422-5 CCP) ; ce mandat échappe à la qualification de marché public lorsqu'il n'est pas conclu à titre onéreux.

L'entente, définie de façon souple par l'article L. 5221-1 CGCT et consacrée par la jurisprudence du Conseil d'État, est une forme plus intégrée de coopération pour la gestion d'un service ou d'un objet d'utilité commune. Elle permet à des collectivités de coopérer avec d'autres collectivités hors règles de la commande publique, pour accomplir des missions de service public, à condition que cette entente ne permette pas une intervention à but lucratif de l'une des collectivités membres de l'entente.

Concrètement, la coopération locale ou l'entente peuvent permettre, appliquées à la production d'ENR en vente totale ou en autoconsommation individuelle, de mutualiser les achats, voire la gestion de certains projets. Ces montages pourraient, par ailleurs, permettre, à titre d'exemple, à un EPCI disposant déjà d'un réseau de chaleur de mettre ses équipements et son savoir faire à disposition d'une commune voisine, hors EPCI, qui souhaiterait bénéficier de l'extension du réseau sur son territoire.

En tout état de cause, la clarification de l'exercice de la compétence est un préalable indispensable à tout développement d'un projet, et se révèle indépendante du mode de coopération retenu. En effet, si la collectivité n'est pas (absence de transfert de compétence) ou plus (compétence entièrement transférée) compétente, il lui sera

impossible de recourir à un l'une ou l'autre des coopérations contractuelles définies ci-dessus.

B – Coopérations syndicales ou associatives

Par souci d'exhaustivité, il est possible de préciser qu'une association de type « Loi 1901 » ou une association syndicale peuvent être envisagées comme structures intermédiaires pour porter un projet en commun un projet, mais la construction et la gestion devront sans doute être confiées à un autre opérateur.

II – Le mode de gestion du projet

Après avoir déterminé qui porte le projet (seul ou en commun avec d'autres collectivités), les collectivités doivent déterminer le mode de gestion qu'elles veulent adopter. Elles peuvent ainsi décider soit d'assurer la gestion directe du projet, soit d'en déléguer la réalisation et l'exploitation à un tiers.

1 – La gestion directe

Il est théoriquement possible qu'une collectivité assume l'intégralité de la gestion d'un projet en direct et ce, même si, pratiquement un tel choix se révèle rare (*a minima* la construction passe par des marchés de travaux) et réservé aux projets les plus restreints.

À cet égard, trois types de régies existent :

- la régie directe (article L. 2221-2 CGCT) : incluse dans le budget général, elle est possible uniquement dans le cadre de l'exploitation d'un service public administratif, et partant, uniquement en cas de production d'EnR en auto-consommation individuelle totale ;
- la régie autonome, possible aussi bien pour exploiter directement un service public administratif qu'un service public industriel et commercial, elle nécessite la création d'un budget annexe ;
- la régie personnalisée : possible aussi bien pour exploiter directement un service public administratif qu'un service public industriel et commercial, elle dispose d'une personnalité juridique propre et d'un budget propre et distinct de celui de la collectivité.

Lorsque le porteur de projet a fait le choix du type de régie, il lui revient de décider ensuite d'internaliser plus ou moins la réalisation et la gestion des installations de production d'EnR : soit la gestion en régie internalisée, soit la régie externalisée.

1 – Régie internalisée

La gestion en régie sans externalisation permet une maîtrise totale du service par la collectivité mais impose également d'assurer entièrement les risques liés aux installations. (notamment maintenance des installations).

En autoconsommation individuelle, la gestion en régie internalisée consiste à retracer la consommation d'électricité de la collectivité couverte par la production d'installations, et à revendre l'éventuel surplus.

En pratique, ce mode de gestion convient pour des projets photovoltaïques de petite taille, notamment sur toiture de bâtiments de collectivités.

2 – Régie externalisée

La collectivité exploitant un service public en régie peut toutefois en sous-traiter certaines tâches, voire la globalité du service, par le biais de marchés publics, en particulier lorsqu'elle ne dispose pas de ces compétences en interne : les prestations sont réalisées en contrepartie d'un prix déterminé ou déterminable dès la conclusion du marché ; il n'est donc pas fonction des recettes tirées du service.

Les marchés soumis nécessairement à la concurrence peuvent être dissociés : conception, travaux, exploitation, maintenance, ses missions pouvant être plus ou moins groupées.

Il existe plusieurs formules de marchés publics dont certaines présentent des risques pour la collectivité :

- le marché public de travaux et/ou de prestations de services classique : ce type de marché peut être conclu aussi bien pour la revente au réseau que pour l'autoconsommation individuelle, et se révèle propice pour les projets photovoltaïques sur toiture portés par les collectivités (ex : marché de travaux pour l'installation de modules photovoltaïques, puis exploitation/ maintenance gérée par la collectivité ou un autre prestataire, titulaire d'un marché public) ;
- le marché global de performance, défini à l'article L. 2171-3 CCP, associe l'exploitation ou la maintenance à la réalisation ou à la conception-réalisation de prestations. Il permet à l'acheteur de confier une mission globale à un prestataire qui doit remplir des objectifs chiffrés de performance. Ces objectifs sont définis notamment en termes de niveau d'activité, de qualité de service, d'efficacité énergétique ou d'incidence écologique. Le marché global de performance comporte des engagements de performance mesurables. Ce type de montage est à rapprocher de la gérance, dans laquelle il n'y a pas de transfert d'un risque d'exploitation, et peut se révéler adapté pour des projets de réseau de chaleur ;

2 – Gestion déléguée du projet

Il existe deux modalités principales de gestion déléguée du projet qui sont :

- la concession de travaux : la maîtrise d'ouvrage et le financement sont délégués à l'opérateur, la collectivité percevant une redevance. Les investissements et travaux sont réalisés par le concessionnaire, qui se rémunère ensuite sur l'exploitation du réseau de chaleur ou la vente d'ENR ;
- l'affermage : les investissements sont réalisés par la collectivité qui confie ensuite la gestion à un prestataire dénommé fermier et en perçoit une redevance.

Ces montages sont à privilégier pour des projets de plus grande envergure.

III - Coordination et accompagnement d'initiatives privées

Les développements ci-après détaillent les modalités d'intervention des collectivités lorsqu'elles ne sont pas à l'initiative de projets d'ENR, mais en accompagnement d'initiatives portées par des opérateurs tiers ou en partenariat avec des opérateurs tiers.

En effet, il est possible, pour les collectivités, plutôt que de porter le projet directement, de susciter ou d'accompagner les initiatives locales par le biais de contrats domaniaux, de garanties d'emprunt, voire d'entrer au capital de l'opérateur tiers, en fonction des compétences qu'elles détiennent.

Contrairement au portage en direct par la collectivité, le portage par un opérateur tiers n'est possible que si le projet est suffisamment rentable pour le tiers-investisseur. La collectivité dispose d'un niveau de contrôle moindre, mais qui est fonction du lieu d'implantation du projet (foncier public ou privé) et du montage juridique retenu.

La typologie de ces différents modes d'intervention est la suivante :

1. Les conventions d'occupation domaniale :

Lorsque le projet d'ENR est envisagé sur une propriété publique, une convention d'occupation du domaine de la collectivité doit être conclue avec l'opérateur d'ENR.

S'il a pu être considéré, auparavant, que l'octroi de titres d'occupation du domaine public ou privé d'une collectivité n'était pas subordonné à une mise en concurrence, la jurisprudence européenne (CJUE, 14 juillet 2016, Promoimpresa Srl et Mario Melis e.a) et le code général de la propriété des personnes publiques (article L.2122-1-1 du CG3P) prévoient désormais de façon très claire que « *lorsque [l'autorisation d'occupation domaniale] permet à son titulaire d'occuper ou d'utiliser le domaine public en vue d'une exploitation économique, l'autorité compétente organise librement une procédure de sélection préalable présentant toutes les garanties d'impartialité et de transparence, et comportant des mesures de publicité permettant aux candidats potentiels de se manifester* ». La doctrine ministérielle préconise, par ailleurs, à ce stade (rép. min. à la QE n° 12868, JOAN du 29 janv. 2019, p. 861 – rép. min. à la QE n° 13180, JO Sénat du 30 janv. 2020, p. 537 – rép. min. à la QE n° 16130, JO Sénat du 10 sept. 2020, p. 4096), que sous réserve de l'appréciation souveraine du juge, le respect de ces principes d'impartialité, de transparence et d'égalité de traitement des candidats soit garanti par les personnes publiques pour l'attribution de titres d'occupation sur leur domaine privé dans des conditions équivalentes à celles qui prévalent pour le domaine public.

Par conséquent, lorsqu'une collectivité souhaite mettre à disposition d'un opérateur d'ENR l'une de ses propriétés en vue du développement d'un projet, une procédure de **sélection préalable** doit être organisée, le CG3P – contrairement au code de la commande publique – n'encadrant toutefois pas de façon précise les modalités de cette sélection (organes de diffusion de la publicité, délais de remise des propositions, critères de jugement, etc.), ce qui peut laisser à la collectivité une certaine souplesse dans la mise en œuvre de cette procédure.

Il est à noter que même lorsque la délivrance du titre d'occupation domaniale intervient à la suite d'une **manifestation d'intérêt spontanée** (art. L 2122-1-4 du CG3P), c'est-à-dire, lorsque la collectivité a été directement sollicitée par l'opérateur tiers, la collectivité doit s'assurer au **préalable** par une **publicité suffisante**, de **l'absence de toute autre manifestation d'intérêt concurrente**.

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

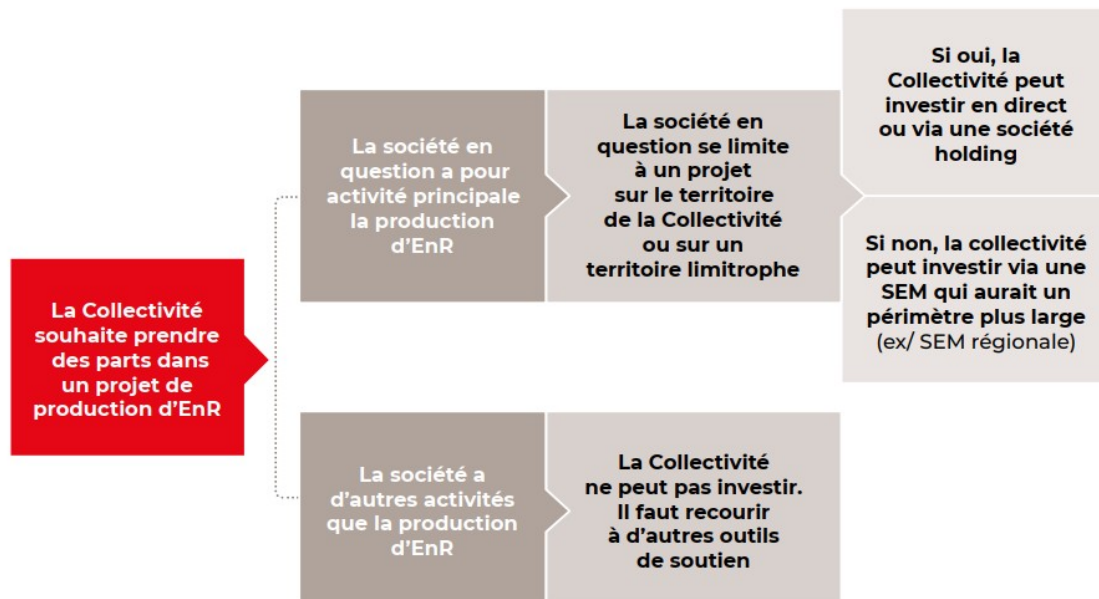
- Sur du foncier public, les collectivités peuvent être sollicitées par des opérateurs pour signer des promesses de bail, parfois avec un sentiment d'urgence, ce qui peut amener les collectivités à omettre la procédure de sélection préalable, se privant ainsi de la possibilité de s'assurer que le projet proposé par l'opérateur est celui qui convient le mieux à leurs exigences.
- Il ne peut qu'être recommandé aux collectivités 1) de procéder à une planification territoriale des zones favorables à l'implantation d'ENR et 2) lorsque du foncier public est concerné, à procéder à des appels à manifestation d'intérêt permettant de sélectionner le meilleur opérateur.
- Il est recommandé d'être très prudent et de se faire accompagner dans la signature de promesses de bail, ce type de contrats étant très engageant et pouvant ensuite faire peser des risques financiers et contentieux importants à la collectivité.
- L'obligation de sélection préalable vaut aussi pour les projets de construction de hangars ou équipements couverts de panneaux photovoltaïques qui pourraient être mis, gracieusement, à la disposition de la collectivité par un opérateur privé sur du foncier public.

2. Entrée au capital de l'opérateur tiers portant le projet d'ENR

En application de l'article L.2253-1 du CGCT, « *les communes et leurs groupements peuvent, par délibération de leurs organes délibérants, participer au capital d'une société anonyme (SA) ou d'une société par actions simplifiée (SAS) dont l'objet social est la production d'ENR ou d'hydrogène renouvelable (...) par des installations situées sur leur territoire, ou pour une commune, sur le territoire d'une commune limitrophe, ou pour un groupement, sur le territoire d'un groupement limitrophe. L'acquisition de ces actions peut être réalisée au travers de la prise de participations au capital de sociétés commerciales ayant pour seul objet de détenir les actions au capital des sociétés mentionnées à la première phrase du présent alinéa* ».

Aucun texte de nature réglementaire n'étant venu préciser les conditions de cette prise de participation, les dispositions de droit commun (art. L227-1 à L227-20 du code de commerce) sont applicables. Il est à noter que l'article 36 de la loi 3 DS a rehaussé le plafond du montant des apports en compte courant d'associés qu'une collectivité peut accorder à une société de projets ENR. L'article L.2253-1 du CGCT prévoit désormais que les avances en compte courant que peuvent porter les communes et leurs groupements ne doivent pas excéder 15 % des recettes réelles de la section de fonctionnement du budget des communes ou de leurs groupements (contre 5 % précédemment).

Cette prise de participation au capital de SA ou SAS est autorisée dans les sociétés dont **l'objet est strictement limité à la production d'ENR**. Cette limitation de l'objet social de la SA ou de la SAS paraît compatible avec les montages juridiques et financiers généralement plébiscités par les opérateurs privés (création de filiales locales ou sociétés dédiées à chaque projet d'ENR d'envergure afin de disposer d'un financement propre et revendre ensuite plus facilement l'entreprise).



Enfin, si l'article L. 2253-1 du CGCT permet, à titre dérogatoire, la prise de participation des collectivités au capital d'une SA ou d'une SAS dont l'objet social unique est la production d'ENR, cet article n'autorise pas pour autant de dérogation aux **principes de spécialité et d'exclusivité** qui régissent la répartition des **compétences** entre les communes et leurs groupements en matière de production d'ENR (cf. supra).

Autrement dit, en application du principe de spécialité, un EPCI ne peut intervenir dans une SA ou SAS que dans la mesure où les communes membres lui ont transféré la compétence en matière de production d'ENR. Si tel est le cas, en application du principe d'exclusivité, seul l'EPCI peut intervenir à l'exclusion des communes membres. De la même manière, une commune ne peut participer à l'actionnariat d'une SA ou d'une SAS qu'à la condition de détenir une compétence liée à son objet social et donc, elle ne doit pas l'avoir transférée à un EPCI.

Par conséquent, au regard des modalités souples de définition de la compétence en matière de production d'ENR pouvant être transférée par les communes aux EPCI, les collectivités pourront, pour autant qu'elles détiennent au moins une fraction de la compétence en cause, entrer directement au capital de la société à l'initiative du projet d'ENR.

Lorsqu'une collectivité décide de participer au capital d'une SA ou SAS dont l'objet est la production d'ENR, les questions complémentaires méritent d'être arbitrées, avec l'accompagnement d'un conseil juridique :

- **investissement en direct ou investissement via une SEM** : en cas d'investissement en direct, l'apport sera limité à la capacité financière de la collectivité, qui devra donc s'associer à d'autres actionnaires majoritaires de la société porteuse du projet d'ENR. A contrario, en cas d'investissement via une SEM, les collectivités ont la possibilité de se regrouper pour soutenir un panel de projets plus important et diversifié, en s'associant à un privé qui sera actionnaire minoritaire.
- **prise de participation lors de la phase de développement du projet ou lors de l'exploitation de l'installation** : si la prise de participation au capital en phase de développement est, par définition, beaucoup plus risquée, elle permet d'influer davantage sur les caractéristiques du projet, dès le moment de sa définition et de

capter une partie de la valeur du développement (*success fee*). A l'issue de la phase de développement, la collectivité peut soit décider de rester au capital pour la phase d'exploitation du projet, d'augmenter sa part de capital, ou alors vendre tout ou partie de ses actions à d'autres investisseurs ou à l'opérateur d'ENR ;

- les **modalités pratiques de cette prise de participation** : une collectivité qui souhaite participer au capital d'une société privée de production d'ENR doit prendre une délibération formelle en ce sens, qui doit comporter le montant de la participation que la CT souhaite acquérir. Cette dernière peut, en effet, prendre la forme de souscription d'actions au capital de la société, de souscription à une augmentation de capital de la société, d'un apport en compte courant d'associés, ou encore d'une souscription d'obligations.
- **Les droits associés à la détention du capital**: une vigilance particulière devra être apportée à la rédaction des statuts et du pacte d'actionnaires, ainsi qu'à la définition de la gouvernance. En effet, la gouvernance et les modalités de prises de décisions ne sont pas nécessairement corrélées à la répartition du capital.

3. Création d'une entreprise publique locale (EPL) dédiée au développement des ENR

Afin de soutenir le développement des ENR, de nombreux territoires se sont dotés d'entreprises publiques locales, à capital majoritairement - généralement de type sociétés d'économie mixte locale (SEML) - ou totalement public - de type SPL. Parmi les exemples relevés au niveau national, ces EPL dont l'objet peut être « mixte » peuvent développer des activités de co-exploitation (acquisition de parts dans une société d'exploitation dédiée à un projet d'ENR), de codéveloppement (acquisition de parts dans une société dédiée au développement d'un projet) ou développer en propre certains projets d'ENR.

La participation de collectivités à ces EPL est prévue par l'article L. 1521-1 du CGCT qui dispose que : « *les communes, les départements, les régions et leurs groupements peuvent, dans le cadre des compétences qui leur sont reconnues par la loi, créer des sociétés d'économie mixte locales qui les associent à une ou plusieurs personnes privées et, éventuellement, à d'autres personnes publiques pour réaliser des opérations d'aménagement, de construction, pour exploiter des services publics à caractère industriel ou commercial, ou pour toute autre activité d'intérêt général ; lorsque l'objet de sociétés d'économie mixte locales inclut plusieurs activités, celles-ci doivent être complémentaires* ».

Ainsi, en application de cet article, une collectivité peut être actionnaire d'une EPL, même si ses compétences ne recouvrent pas toutes les activités de la société, chaque collectivité territoriale ou groupement actionnaire devant être compétent pour au moins une partie de l'objet social de la société, et lorsque l'objet social de la société inclut plusieurs activités, celles-ci devant être complémentaires.

- La **Société d'économie mixte (SEM)** est une SA créée par des collectivités territoriales et leurs groupements qui s'associent à une ou plusieurs personnes privées et éventuellement à d'autres personnes publiques ou à des citoyens, pour réaliser des opérations d'aménagement, de construction, pour exploiter des services publics à caractère industriel et commercial, ou pour tout autre activité d'intérêt général.

La participation des actionnaires publics doit être majoritaire sans pouvoir excéder 85 %, les conditions de participation des collectivités étant identiques à celle de la SPL.

Le recours à la SEM permet à la fois une gestion et un contrôle de la structure assurés majoritairement par les actionnaires publics et le bénéfice des outils d'une SA.

Par ailleurs, la participation d'actionnaires privés peut permettre d'avoir une compétence technique par le biais d'entreprises actrices du secteur d'activité du projet, et financière si des entreprises du secteur bancaire entrent au capital.

Il est à noter qu'une collectivité qui souhaiterait attribuer un contrat à une société de type SEM, dont elle est actionnaire doit obligatoirement procéder à une mise en concurrence et de publicité. Les SEM sont exclues du champ d'application du « in house » dans leurs relations avec les collectivités, en raison de la présence d'actionnaires privés en leur sein.

- La **Société publique locale (SPL)** : est une société anonyme (SA) à capital 100 % public créée par des collectivités territoriales et leurs groupements dès lors qu'ils détiennent a minima une des compétences que recouvre l'objet social de ladite société, et à condition que les différentes activités composant l'objet social de la société soient complémentaires.

Une SPL permet, par construction, un contrôle fort sur l'opérateur tout en bénéficiant de la souplesse d'action inhérente à une structure privée.

4. Incitation des citoyens à participer financièrement au développement de projets d'ENR

Enfin, la collectivité ou l'opérateur-investisseur peut également inciter les citoyens à contribuer financièrement au projet par des prises de participation au capital afin de renforcer l'acceptabilité sociale du projet. Des dispositifs de **financement ou investissement participatif** sont, en effet, prévus par les textes et détaillés dans de nombreux guides (cf. annexe).

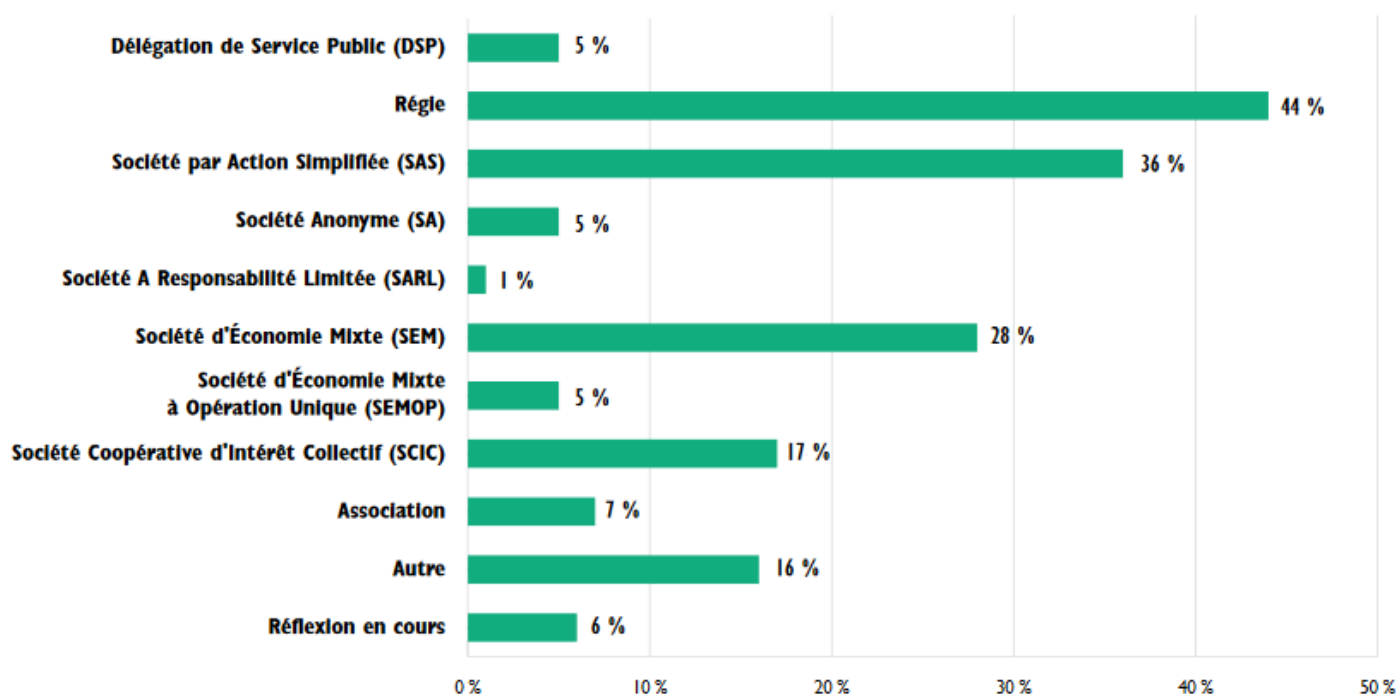
IV- En résumé, les principaux montages juridiques pour réaliser un projet d'ENR

Le tableau ci-dessous présente quelques exemples de montages juridiques parmi les nombreux possibles ; ils sont classés en fonction de l'implication requise de la collectivité : totale ou résiduelle.

Porteur du projet	Mode de gestion	Opérateur	Avantages	Points de vigilance
Collectivité	Régie / Gestion directe	Collectivité (ou co- contractant d'un marché public)	- Maîtrise totale du projet - Retombées économiques directes pour la collectivité	- Disposer d'une capacité financière suffisante pour porter l'investissement ; - Assurer la responsabilité de l'exploitation/ maintenance (gestion du personnel doté de compétences techniques spécifiques) - en cas de régie externalisée, définir le niveau approprié de la

				rémunération du co-contractant
Collectivités	Gestion externalisée / DSP	Privé	<ul style="list-style-type: none"> - externaliser tout en exerçant un contrôle sur le co-contractant ; - bénéficiaire du savoir-faire industriel ; - transférer les risques d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> - ne pas confondre pouvoir de contrôle sur le délégataire et gestion du service (principe de non ingérence) ; - respect des obligations de mise en concurrence et de publicité
Collectivités	Montages non contractuels	SPL/SEM	<ul style="list-style-type: none"> - Maîtrise accrue de la réalisation des projets en matière d'ENR - Recettes non fiscales 	<ul style="list-style-type: none"> - Accompagnement juridique et financier nécessaire pour la création de l'EPL
Initiative privée	Montages non contractuels	Prise de participation au capital (SA ou SAS)	<ul style="list-style-type: none"> - Recettes non fiscales - Maîtrise partielle du projet 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité d'une clarification des compétences entre EPCI et communes si les deux collectivités territoriales souhaitent participer au capital de la société ; - Accompagnement juridique et financier nécessaire dans la négociation avec l'opérateur privé
Initiative privée	Contrats domaniaux	Privé	Légère maîtrise du projet (sélection préalable de l'opérateur)	
Initiative privée	Montages non contractuels	Privé	Absence de maîtrise du projet	

PAR QUEL TYPE DE MONTAGE JURIDIQUE VOS PROJETS S'ORGANISENT-ILS ?



Source : La production énergétique à l'échelon intercommunal, enquête en ligne, AdCF, 2020

Graphique issu du guide de l'AdCF Intercommunalités de France, intitulé « Production énergétique locale : opportunités et défis pour les intercommunalités », décembre 2020, p,35

Fiche 10 : les grands principes du modèle économique d'un projet d'ENR

Le déroulement d'un projet d'ENR peut schématiquement être modélisé en quatre phases successives :

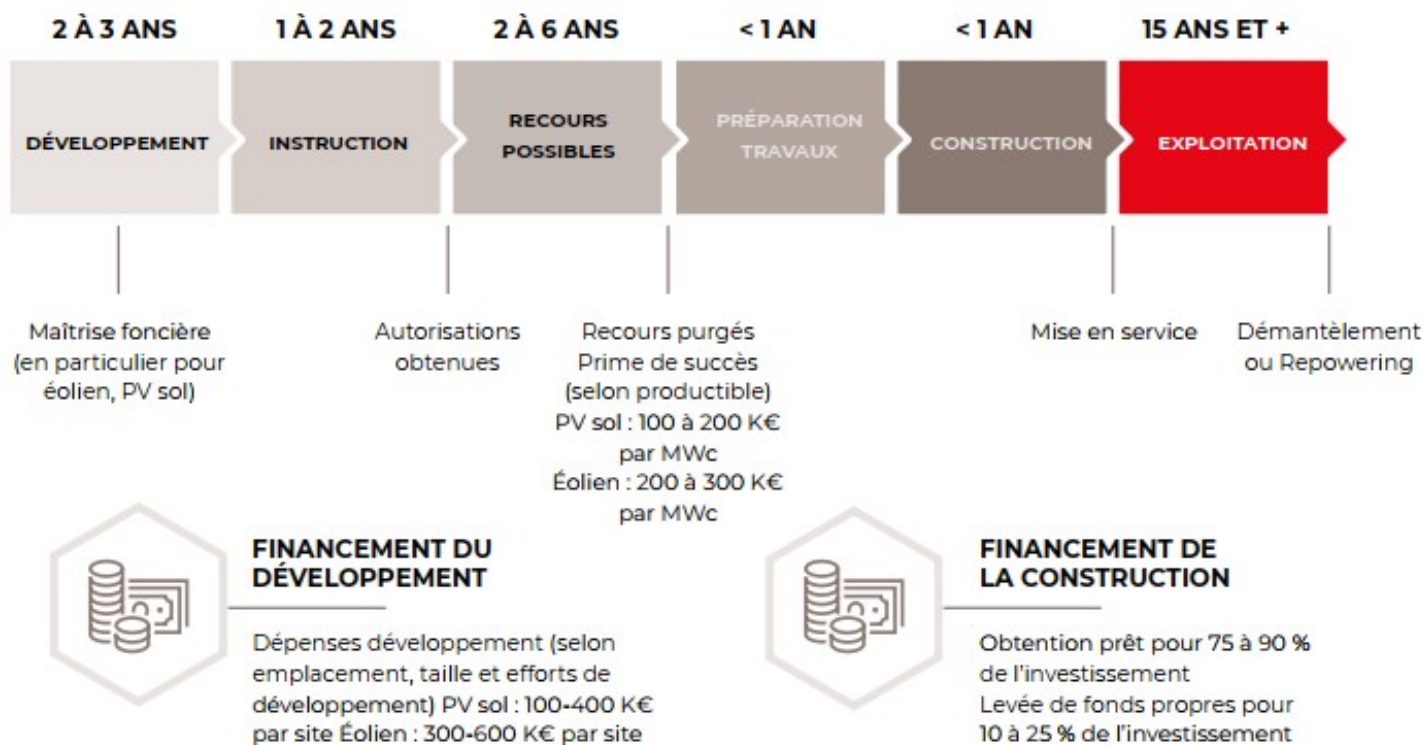
- le **développement** du projet : la phase de développement comporte notamment la réalisation des études préalables, la gestion du foncier (promesse de bail), l'obtention des autorisations administratives et des tarifs d'achat, les recours en justice éventuels, impliquant des dépenses engagées sans certitude que les équipements verront le jour. Cette phase représente généralement, dans un projet d'ENR d'envergure, 5 à 10 % du coût total du projet, et concentre l'essentiel des risques (juridiques et financiers). A la fin de la phase de développement, lorsque les recours sont purgés et les autorisations ont été obtenues, les développeurs voient leur prise de risque rémunérée par une prime de succès (*success fee*). Certains opérateurs peuvent donc intervenir uniquement durant cette phase de développement (développeurs-revendeurs, qui revendent leurs parts juste après la purge des recours), ou au contraire, conserver des parts dans le projet en phase de construction et d'exploitation ;

- le **financement** du projet : il se fait généralement en deux étapes :

- le financement des coûts de développement, représentant généralement quelques centaines de milliers d'euros : en phase de développement, il est très rarement fait appel à du financement bancaire. Cette phase est donc principalement financée par des fonds propres (capital) de l'ordre de 10 à 20 % des coûts de développement du projet, et par des quasi fonds-propres (comptes courants d'associés et obligations) représentant 90 à 80 % des coûts de développement ;
- le financement des coûts de construction et exploitation-maintenance de l'installation d'ENR, représentant quelques millions d'euros. Le capital (fonds propres) représente généralement quelques pourcentages de l'investissement total ; les quasi fonds-propres environ 10 % de l'investissement total, le reste du financement (entre 75 et 90%) du projet étant assuré par la dette (emprunt bancaire).

- la **construction** : la phase de construction, qui inclut la phase de préparation des travaux, dure en moyenne un peu moins de deux ans ;

- l'**exploitation** : dure généralement *a minima* 15 ans. Au cours de cette période, l'opérateur se rémunère notamment grâce à la vente d'énergie. A l'issue de cette période, se pose la question du démantèlement de l'ouvrage et de la remise en état du site ou de la poursuite de l'exploitation, le cas échéant en remplaçant les équipements par des équipements plus récents et productifs (*repowering* ou *replanting*). Il est important, dès la phase de développement du projet, d'interroger les modalités de fin de l'exploitation de l'équipement, notamment pour s'assurer que des garanties suffisantes existent pour procéder au démantèlement effectif de l'équipement.



Graphique issu du guide de la Banque des Territoires à l'usage des collectivités locales : « Mieux maîtriser le développement des ENR sur son territoire », p.19

La rémunération du porteur de projet d'ENR provient essentiellement de la vente d'énergie.

L'énergie produite peut être vendue en bénéficiant de mécanismes de soutien financier accessibles aux termes de procédures distinctes :

- **le guichet ouvert** qui ouvre, pour toute installation éligible en application du code de l'énergie, le droit de bénéficier d'un soutien financier. La liste des installations éligibles à l'obligation d'achat en guichet ouvert est définie aux articles D. 314-15 et D.314-16 du code de l'énergie. La liste des installations éligibles au complément de rémunération en guichet ouvert est définie aux articles D.314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie ;
- **les procédures de mise en concurrence**, qui prennent la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), et où le soutien est accordé aux seuls lauréats de ces procédures.

En guichet ouvert ou à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, le soutien financier - dont le niveau vise à permettre aux producteurs de couvrir les coûts de leur installation tout en assurant une rentabilité normale de leur projet - peut prendre deux formes :

- **L'obligation d'achat** est un dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse...) à des conditions tarifaires et techniques imposées. Dans le cadre de l'obligation d'achat, tout kilowattheure injecté sur le réseau public est acheté par un acheteur obligé à

un tarif d'achat, fixé à l'avance. Du fait de sa simplicité, le dispositif d'obligation d'achat, notamment en guichet ouvert, vise les installations de petites tailles. Ce dispositif est prévu aux articles L. 314-1 à L. 314-13 du code de l'énergie.

- Le **complément de rémunération** permet aux producteurs d'ENR qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés de bénéficier d'une prime qui compense l'écart entre les revenus tirés de la vente d'énergie et un niveau de rémunération de référence, fixé selon le type d'installations par la puissance publique, dans le cadre d'un arrêté tarifaire, ou par le producteur dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence. Ce complément de rémunération correspond à une prime variable dont le montant s'ajuste pour compenser la différence entre la rémunération de référence de l'opérateur et un revenu de marché de référence.

Indépendamment de ces mécanismes de soutien financier de l'État, certains opérateurs font le choix de conclure des **contrats d'achat de gré-à-gré (ou PPA : Power Purchase Agreement)** avec des acheteurs privés. Ces contrats peuvent être proposés avec des sociétés liées à l'opérateur d'ENR (filiale, société mère, etc.) et constituent une opportunité pour sécuriser la rémunération de l'opérateur. Ils sont de plus en plus fréquents dans le secteur de l'éolien et du PV, et constituent la règle pour le bois-énergie.

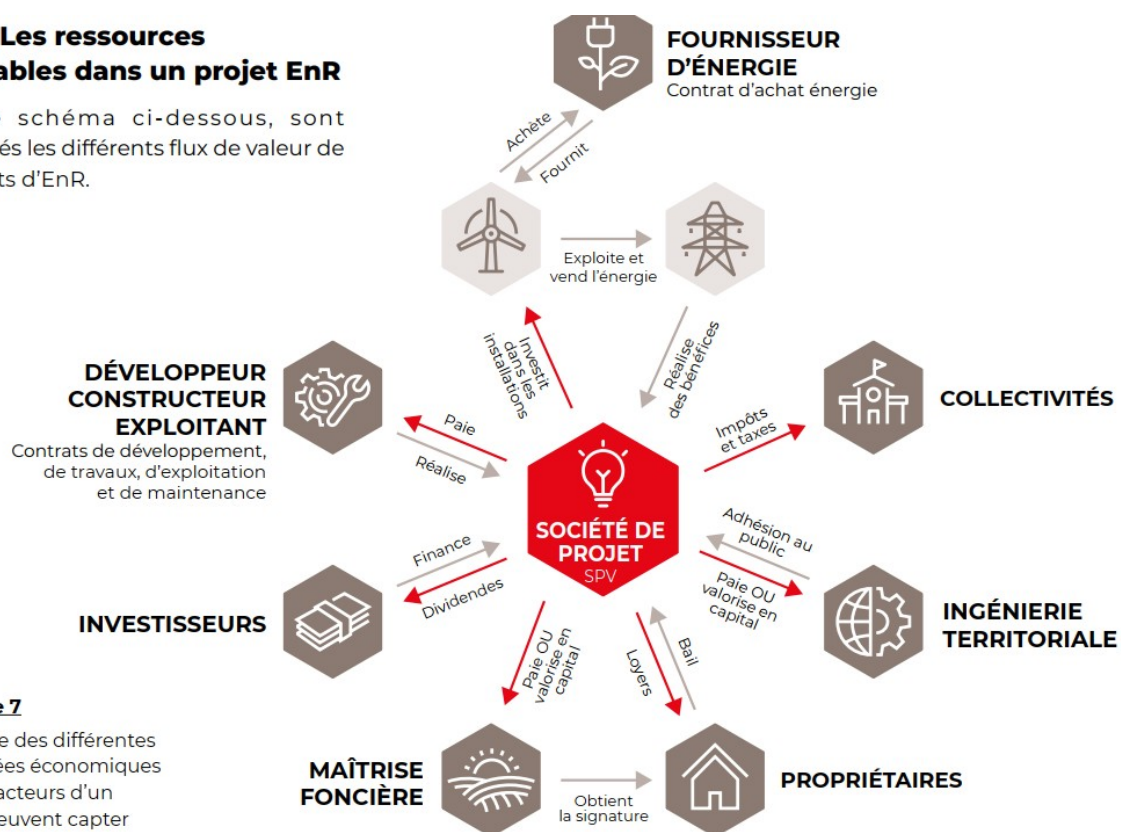
Enfin, des dispositifs de soutien spécifiques existent pour le **gaz renouvelable**.

Les installations de méthanisation (y compris celles adossées à une station d'épuration) et les installations de stockage de déchets non dangereux peuvent bénéficier d'un contrat d'achat de quinze ans. Le biométhane injecté dans le réseau est acheté par un fournisseur de gaz naturel à un tarif d'achat fixé par arrêté et ayant vocation à couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de l'installation de production de biométhane tout en assurant une rentabilité normale du projet. Le tarif d'achat est modulé en fonction de la capacité maximale d'injection de l'installation et des intrants utilisés. La possibilité de lancer des appels d'offres pour l'attribution d'un soutien public a été introduite via l'article L. 446-5 du code de l'énergie en avril 2016.

En synthèse, différents flux financiers s'organisent dans le cadre d'un projet d'ENR :

1.2.3.1 | Les ressources valorisables dans un projet EnR

Dans le schéma ci-dessous, sont synthétisés les différents flux de valeur de ces projets d'EnR.



► **Figure 7**
Synthèse des différentes retombées économiques que les acteurs d'un projet peuvent capter

Graphique issu du guide de la Banque des Territoires à l'usage des collectivités locales : « Mieux maîtriser le développement des ENR sur son territoire », p.24

Fiche 11 : les recettes non fiscales liées au développement d'un projet d'ENR pour une collectivité

Les recettes non-fiscales que peuvent percevoir les collectivités et leurs groupements proviennent, soit de l'exploitation de leurs domaines, soit sont liées à leur participation au capital de sociétés anonymes, soit sont prévues dans un contrat de concession.

1. Recettes domaniales

Les recettes domaniales doivent être distinguées selon qu'elles sont assises sur le domaine privé ou le domaine public de la collectivité :

- Si le projet est assis sur le **domaine privé** de la collectivité, cette dernière percevra des **loyers**. L'article L. 2221-1 du Code général de la propriété des personnes publiques (CG3P) dispose que les personnes publiques « *gèrent librement leur domaine privé selon les règles qui leur sont applicables* ». Le foncier peut être mis à disposition à titre gracieux ou symbolique lorsqu'il relève du domaine privé et doit faire l'objet de contreparties à prévoir dans la convention d'occupation.
- Si le projet est assis sur le **domaine public** de la collectivité, cette dernière percevra une **redevance**. L'utilisation privative du domaine public revêt, par principe, un caractère onéreux selon l'article L. 2125-1 CGPPP : « *Toute occupation ou utilisation du domaine public d'une personne publique [...] donne lieu à une redevance* » qui, aux termes de l'article L. 2125-3 du même code « *tient compte des avantages de toute nature procurés au titulaire de l'autorisation* ». La gratuité ne peut donc pas être envisagée pour le développement d'un projet d'ENR sur le domaine public d'une collectivité.

De façon générale, le montant de la redevance ou du loyer peut être fixe ou variable. Il est recommandé de privilégier un loyer minimum garanti, plutôt que d'indexer intégralement le montant du loyer sur les bénéfices/ recettes de l'opération, afin d'éviter des variations dues à une mauvaise gestion de l'exploitant ou à des opérations comptables qui pourraient artificiellement diminuer les bénéfices.

La sélection préalable des opérateurs avant conclusion d'une convention d'occupation domaniale est de nature à permettre à la collectivité d'obtenir les propositions les plus avantageuses.

2. Revenus liés à la prise de participation en capital au sein de sociétés de droit privé

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a ouvert la possibilité pour les collectivités territoriales et leurs groupements de participer au capital de sociétés anonymes (SA) ou de sociétés par actions simplifiées (SAS) portant des projets locaux de production d'EnR (article L.2253-1 du CGCT – cf. supra).

Ces sociétés relèvent du droit commun des SA et SAS et, partant, les revenus des collectivités liés aux dividendes sont proportionnels à la quote-part qu'elles détiennent dans le capital social.

Les comptes courants d'associés correspondent quant à eux à des avances de fonds, couramment appelés « *apport en compte courant* » réalisées par les associés d'une société.

Les sommes ainsi laissées à disposition sont susceptibles de donner des versements d'intérêts aux associés ; ils seront alors considérés comme des produits financiers.

Il est également possible que des collectifs de citoyens acquièrent des parts de telles sociétés et soient même majoritaires en termes de capital, permettant ainsi une participation active de la population dans le processus de transition énergétique.

3. Redevance du concessionnaire

Dans l'hypothèse où le projet de production d'ENR est d'initiative publique et est porté dans le cadre d'un contrat de concession, une redevance peut être versée par le concessionnaire à l'autorité délégante si le contrat de concession le prévoit.

Les modalités de versement sont fixées de façon contractuelle, mais généralement elle fait l'objet d'un versement annuel.

Recettes	Répartition EPCI/ commune
Loyer (sur domaine privé) ou redevance (sur domaine public).	Le loyer revient à la commune si celle-ci est propriétaire du terrain mis à disposition de la société.
Redevance du concessionnaire	La redevance revient à la collectivité contractante (commune ou EPCI en cas de transfert de la compétence production d'ENR)
Dividendes : l'EPCI et la commune peuvent prendre des participations dans une société de droit privé (art. L2253-1 et L1521-1 du CGCT)	La commune et l'EPCI perçoivent les dividendes à condition que la compétence en matière de production d'ENR ait été transférée à l'EPCI

Enfin, des retombées indirectes peuvent être associées au développement d'un projet d'ENR : création d'emplois locaux non délocalisables, sensibilisation de la population aux enjeux de maîtrise des consommations énergétiques, économies sur les factures d'électricité en cas d'autoconsommation individuelle, etc.

Fiche 12 : les recettes fiscales liées au développement d'un projet d'ENR

L'établissement, l'entreprise ou la société qui met en place une activité de production d'énergies renouvelables sera soumise aux impôts et aux taxes qui s'appliquent aux activités économiques.

Certains de ces impôts vont directement alimenter les ressources budgétaires des collectivités locales.

Il s'agit de la fiscalité directe locale qui, pour ce qui concerne les énergies renouvelables, intègre la Taxe Foncière sur les Propriétés Bâties (**TFPB**), la Cotisation Foncière des Entreprises (**CFE**), la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (**CVAE**), l'Imposition Forfaitaire des Entreprises de réseaux (**IFER**).

La fiscalité directe locale n'est pas spécifique aux activités de production des énergies renouvelables. Il faut appliquer à ces dernières la réglementation générale mais aussi essayer de relever les spécificités qui pourraient les concerner (certaines exonérations touchent par exemple certaines productions d'énergie ou les entreprises étiquetées innovantes et celles-ci peuvent concerner les énergies renouvelables).

La fiscalité directe locale est complexe et la présente fiche, forcément synthétique, vise simplement à indiquer les ressources fiscales que seront en mesure de générer pour les collectivités locales, les investissements dans les énergies renouvelables : impôts concernés, modalités de calcul, calendrier...

La fiche est purement indicative, car la fiscalité directe locale générée par les investissements, va dépendre du projet porté par l'entreprise, de la zone sur laquelle elle va le mettre en place, des régimes d'exonération éventuellement mis en place par l'État ou les collectivités. Les hypothèses d'exonérations sont nombreuses et diverses. Par ailleurs, si certaines peuvent être pérennes, beaucoup d'autres évoluent en lien avec les lois de finances. Sur un plan général, les délibérations d'exonération doivent être votées par les collectivités avant le 1^{er} octobre N pour qu'elles puissent s'appliquer en année N+1.

Cette fiche ne peut donc qu'être indicative et renvoyer vers la réglementation applicable (voir notamment le site impot.gouv.fr et la brochure pratique des impôts locaux publiée chaque année <https://www.impots.gouv.fr/actualite/publication-de-la-brochure-pratique-impots-locaux-2021>) et le moment venu, vers les services locaux de la DGFIP (notamment le service de la fiscalité directe locale de la DDFIP04 ddfip04.sfdl@dgifp.finances.gouv.fr) pour obtenir des informations correspondant au projet porté par les collectivités au vu de la réglementation applicable.

Avant de présenter plus en détail les éléments propres à chacune des impositions de fiscalité directe locale pouvant être générée par les énergies renouvelables, voici quelques éléments introductifs simplifiés.

Les investissements dans les énergies renouvelables vont pouvoir générer de :

- **la Taxe Foncière sur les Propriétés Bâties (TFPB)** qui sera reversée aux EPCI et aux communes y compris lorsque les communes intègrent un EPCI à fiscalité professionnelle unique (FPU) (cf tous les EPCI du département 04 sont à FPU). Le reversement s'opère aux collectivités via les avances mensuelles de fiscalité directe locale opérées par la DDFiP. La TFPB s'applique sur les immeubles bâtis de l'entreprise exerçant une activité économique. Un taux communal et intercommunal est voté par délibération (vote au 15 avril N pour application en année N) ;

- **la Cotisation Foncière des Entreprises (CFE)** qui sera reversée aux EPCI lorsque ces derniers sont à fiscalité professionnelle unique. La CFE s'applique sur les immeubles bâtis de la personne ou de l'entreprise exerçant à titre habituel une activité professionnelle non salariée. Le taux est voté par les EPCI à FPU (vote au 15 avril N pour application en N). Le reversement s'opère via les avances fiscalité directe locale.

- **la Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE)** qui sera reversée aux EPCI lorsque ces derniers sont à fiscalité professionnelle unique. De façon très schématique, la CVAE est assise sur le chiffre d'affaires de la personne ou de l'entreprise exerçant une activité professionnelle non salariée auquel il est appliqué un barème. Le reversement s'opère via les avances de fiscalité directe locale.

- **l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER)** qui, pour ce qui concerne les énergies renouvelables, sera reversée aux EPCI lorsque ces derniers sont à fiscalité professionnelle unique (sauf pour l'éolien qui est également reversé aux communes y compris celles intégrées à un EPCI à FPU), mais aussi pour certaines IFER au département ou à la région (l'IFER se divise en effet en 10 composantes correspondant à des catégories éolien, géothermie, hydroélectricité...). L'IFER s'applique sur les entreprises exerçant leur activité dans le secteur de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications et donc aux entreprises qui produisent de l'énergie renouvelable et se calcule via un barème qui dépend de la puissance produite et de la nature de l'énergie produite (éolien, géothermie, hydroélectricité...). Le reversement aux collectivités s'opère via les avances de fiscalité directe locale.

FOCUS – DANS LE DÉPARTEMENT DES ALPES DE HAUTE PROVENCE

- A titre d'exemple, l'IFER a rapporté dans le département en 2020 : 5 879 242 €, dont 3,24M€ pour les EPCI et 2,638M€ pour le CD04.

Fiche 13 : la Taxe Foncière sur les propriétés Bâties TFPB

La Taxe Foncière sur les propriétés bâties ne concerne pas spécifiquement les énergies renouvelables. Pour autant, les investissements dans les énergies renouvelables vont générer de la taxe foncière pour les collectivités.

La Taxe Foncière sur les Propriétés Bâties est due en effet par les propriétaires ou usufruitiers au 1^{er} janvier des immeubles bâtis situés en France destinés à l'habitation ou à l'activité économique. Pour une immobilisation destinée à produire des énergies renouvelables achevée au cours de l'année N, la taxe est donc due au titre du 1^{er} janvier N+1 et intégrera les bases de fiscalité directe locale de N+1 de la commune et de l'Établissement Public de Coopération Intercommunale (EPCI). Pour ce qui est du paiement de la taxe, l'entreprise devra payer sa taxe foncière due au titre du 1^{er} janvier N+1 d'ici le 15 octobre N+1 auprès des services de la DGFIP (paiement en ligne via les téléprocédures).

Pour qu'une imposition à la taxe foncière sur les propriétés bâties soit établie, les immeubles doivent remplir deux conditions :

- être fixés au sol à perpétuelle demeure, de telle façon qu'il soit impossible de les déplacer sans les démolir ;
- présenter le caractère de véritables constructions (y compris les aménagements faisant corps avec elles).

Une usine de production hydroélectrique répond par exemple à ces conditions.

Toutes les autres immobilisations génératrices d'énergies renouvelables répondant à ces 2 conditions seront intégrées dans les bases de taxe foncière de la commune et de l'EPCI et seront imposées à la taxe foncière. La valeur locative cadastrale de ces immobilisations est intégrée dans les bases de fiscalité directe locale. Elle correspond au loyer annuel théorique que pourrait produire un immeuble bâti ou non bâti, s'il était loué dans des conditions normales. Cette valeur cadastrale intégrée dans les bases est divisée par 2 pour ce qui concerne la Taxe Foncière.

Le produit de la taxe foncière encaissé par les collectivités locales résulte de l'application aux bases fiscales d'un taux voté par la collectivité, communes et EPCI. La Taxe Foncière sur les Propriétés Bâties profite aux communes et aux EPCI, y compris lorsque l'EPCI est à fiscalité professionnelle unique comme c'est le cas pour tous les EPCI du département 04, les 1^{ères} votant le taux communal de la taxe foncière, les seconds un taux intercommunal. Ces taux s'appliquent sur les bases reposant sur la valeur locative cadastrale des locaux.

Une immobilisation destinée à la production des énergies nouvelles qu'elle constitue une construction nouvelle ou qu'elle procède d'un changement d'affectation de locaux, doit à ce titre être déclarée par le propriétaire aux services de la DDFIP (le service départemental des impôts fonciers sdif04@dgfip.finances.gouv.fr qui est le service en charge des missions cadastrales). Ceci dans les 90 jours suivant la réalisation définitive des travaux ou du changement d'affectation. Cette immobilisation, créée en N, et déclarée, sera intégrée par la DDFIP dans les bases de fiscalité de la commune et de l'EPCI au plus tard en avril N+1 pour intégrer le rôle général de taxe foncière de N+1 (émis au dernier trimestre N+1). La fiscalité directe locale y compris la taxe foncière est versée par la DDFIP aux collectivités sous la forme des avances mensuelles qui intégreront en cours d'année (juillet

N+1) ces bases supplémentaires issues des investissements en N liés aux énergies renouvelables.

Le produit de la taxe foncière générée par les énergies renouvelables dépendra donc de la valeur locative cadastrale de l'immobilisation évalué par les services de la DGFIP (une évaluation encadrée réglementairement), du taux voté (un taux encadré par des règles de lien notamment) par la collectivité, mais aussi des éventuels régimes d'exonération de taxe foncière. Certaines exonérations sont permanentes et elles s'appliquent alors de droit, ou doivent être votés par les collectivités, communes et EPCI chacun pour la part qui lui est due. Les exonérations permanentes sans vote de la collectivité peuvent par exemple concerner les immobilisations destinées à la production d'électricité d'origine photovoltaïque ou les installations et bâtiments de toute nature affectés à la production de biogaz, d'électricité et de chaleur par la méthanisation.

D'autres exonérations sont temporaires. Une exonération temporaire peut par exemple concerner les constructions nouvelles, qui pourra s'appliquer aux énergies renouvelables si l'immobilisation concernée est une construction nouvelle. Les constructions nouvelles, reconstructions et additions de construction autres que celles à usage d'habitation sont ainsi exonérées de la taxe foncière sur les propriétés bâties à hauteur de 40 % de la base imposable durant les deux années qui suivent celle de leur achèvement. Cette exonération temporaire ne s'applique pas pour la part de taxe foncière sur les propriétés bâties perçue au profit des EPCI. Une commune ou un EPCI peuvent également par délibération exonérer de 7 ans de taxe foncière les propriétés bâties des jeunes entreprises innovantes. Les énergies nouvelles peuvent être concernées.

Certaines exonérations peuvent également dépendre de certaines zones (bassins d'emploi à redynamiser, sauf délibération contraire, quartiers prioritaires de la ville, sauf délibération contraire...)

Fiche 14 : la Cotisation Foncière des Entreprises (CFE)

La cotisation foncière des entreprises (CFE) est l'une des composantes de la contribution économique territoriale (CET) avec la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). Elle est assise sur la valeur locative des biens passibles de la taxe foncière et est due dans chaque commune où l'entreprise dispose de locaux et de terrains. La cotisation foncière des entreprises est due chaque année par les personnes physiques ou morales ou par les sociétés non dotées de la personnalité morale qui exercent à titre habituel une activité professionnelle non salariée. Les immobilisations liées aux énergies renouvelables sont donc imposables à la CFE comme elles le sont à la TF et seront de nature à augmenter les recettes pour les collectivités.

La base d'imposition de la CFE est constituée par la valeur locative des biens passibles d'une taxe foncière (décrite ci-dessus dans la partie TF). Pour rappel, la valeur locative cadastrale représente le montant des loyers que pourrait générer sur une année la mise en location de l'immobilisation. Mais pour élaborer les bases de la CFE, il faut considérer les immobilisations dont le redevable a disposé pour les besoins de son activité professionnelle au cours de l'année N-2. Par exemple, pour calculer la CFE due au titre de 2021 par les entreprises et au profit des collectivités, il faut prendre en compte les biens utilisés par l'entreprise pour les besoins de son activité en 2019. La base d'imposition de la CFE n'est pas divisée par 2 comme c'est le cas pour la base d'imposition de la TF.

Cas particulier

La CFE est due à compter du raccordement au réseau pour les établissements produisant de l'énergie électrique. Ces établissements sont imposés, au titre de l'année du raccordement au réseau, d'après la valeur locative de cette année, corrigée en fonction de la période d'activité. Pour les deux années suivant celle du raccordement, les bases sont calculées d'après les immobilisations dont les redevables ont disposé au 31 décembre de la première année d'activité.

La base d'imposition de la CFE peut être réduite dans certains cas, notamment ceux-ci qui peuvent concerner les énergies renouvelables :

- de 50 % pour les nouveaux établissements, lors de la première année d'imposition
- de 50 % pour les locaux industriels

Si les EPCI sont à fiscalité professionnelle unique (comme c'est le cas pour tous les EPCI du département 04), la CFE bénéficie exclusivement aux EPCI et pas aux communes. Les EPCI pour le département 04 votent donc le taux de CFE. Le taux de CFE est voté librement sous réserve des règles de liens entre les taux des taxes directes locales. Le taux s'applique à la base d'imposition pour générer le montant de l'imposition reversée par la DDFiP aux collectivités via les avances mensuelles de fiscalité.

Si la cotisation foncière des entreprises est due chaque année par les personnes physiques ou morales ou par les sociétés non dotées de la personnalité morale qui exercent à titre habituel une activité professionnelle non salariée, la loi prévoit d'exonérer certaines activités de manière permanente mais donne également la faculté aux collectivités d'accorder ou de s'opposer à tout ou partie d'une exonération de la CFE.

Les exonérations de CFE peuvent être de plein droit ou facultatives, permanentes ou temporaires.

- Les exonérations de plein droit : ce sont les mesures qui exonèrent de CFE les redevables sans intervention d'une décision des collectivités locales. Elles s'appliquent sur l'ensemble du territoire.

Par exemple, les entreprises nouvellement créées (cela peut être le cas des entreprises dédiées à la production d'énergies renouvelables) ne sont pas soumises à la CFE l'année de leur création, quel que soit la date d'ouverture de l'exercice de création. Les énergies renouvelables peuvent donc être concernées.

Une autre exonération de plein droit temporaire peut concerner par exemple les entreprises ayant des établissements créés dans un bassin urbain à dynamiser.

- Les exonérations facultatives sont accordées sur décision ou en l'absence de délibération contraire des communes ou de leurs établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) dotés d'une fiscalité propre. Les conditions d'octroi ou de maintien des exonérations sont appréciées de façon distincte pour chaque type d'exonération.

On distingue :

- les exonérations facultatives temporaires accordées sur délibération des communes ou des EPCI dotés d'une fiscalité propre.

Chaque commune ou EPCI doté d'une fiscalité propre délibère sur l'application de l'exonération pour la part de la taxe qui lui revient.

- les exonérations facultatives temporaires accordées sauf délibération contraire des communes ou des EPCI dotés d'une fiscalité propre.

C'est par exemple le cas de l'exonération en faveur des jeunes entreprises innovantes ou universitaires qui peut concerner les énergies renouvelables.

Selon les opérations, l'exonération est accordée à l'entreprise soit sur simple demande, soit sous condition d'obtention d'un agrément individuel préalable.

- les exonérations facultatives permanentes, qui s'appliquent sans limitation de durée tant que la délibération de la commune ou de l'EPCI n'est pas rapportée.

Concernant l'entreprise imposée à la CFE, une déclaration CFE doit être effectuée par l'entreprise avant le 1er janvier de l'année suivant la création de l'entreprise (par exemple dédiée à la production d'énergies renouvelables), à l'aide du formulaire mis à disposition sur le site impots.gouv.fr. Une entreprise créée courant 2022 devra être déclarée avant le 1^{er} janvier 2023.

Aucune déclaration annuelle n'est à effectuer ensuite, sauf si un changement intervient dans la situation susceptible de modifier le montant de la cotisation de l'entreprise (changement de la surface des locaux par exemple) ou pour informer de la cessation ou de la fermeture d'un établissement). Pour déclarer un changement, il faut déposer une déclaration avant le 2^{ème} jour ouvré suivant le 1er mai.

Le montant de l'imposition doit être réglé au plus tard le 15 décembre de chaque année.

Une entreprise créée en 2022 doit donc se déclarer avant le 1er janvier 2023. Aucune imposition ne sera demandée pour 2022 et donc perçue par les collectivités. Pour 2023, la base d'imposition sera réduite de moitié. Pour 2024, la base d'imposition sera liée aux biens passibles de taxe foncière utilisés par l'entreprise en 2022 sans réduction. Les bases de l'imposition N sont calculées par la DDFiP fin décembre N-1 janvier N.

Une entreprise créée en 2022 doit donc se déclarer avant le 1^{er} janvier 2023. Aucune imposition ne sera demandée pour 2022 et donc perçue par les collectivités. Pour 2023, la base d'imposition sera réduite de moitié. Pour 2024, la base d'imposition sera liée aux

biens passibles de taxe foncière utilisés par l'entreprise en 2022 sans réduction. Les bases de l'imposition N sont calculées par la DDFiP fin décembre N-1 janvier N.

Les entreprises dont le montant de CFE est supérieur à 3000 euros doivent régler leurs cotisations en 2 tranches :

- un acompte égal à 50 % du montant de la CFE mise en recouvrement au titre de l'année précédente : au plus tard le 15 juin N
- le solde de la CFE : au plus tard le 15 décembre de chaque année déduction faite de l'acompte versé.

À défaut de locaux ou lorsque la valeur locative est très faible, la CFE est établie sur une base d'une cotisation forfaitaire minimum dont le montant est fixé par la commune ou l'EPCI en fonction du chiffres d'affaires ou de recettes réalisé en N-2. Le barème de cette cotisation forfaitaire est revalorisé chaque année.

Les entreprises dont le montant de chiffres d'affaires ou de recettes n'excède pas 5 000 euros sont exonérées de cotisation minimum.

Fiche 15 : la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE)

La cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) est l'autre composante de la contribution économique territoriale (CET) avec la cotisation foncière des entreprises (CFE).

Elle est assise sur la valeur ajoutée produite au cours de la période de référence. La valeur ajoutée est déterminée, entre autres, à partir du chiffre d'affaires. Dans la majorité des situations, la CVAE est déterminée en fonction du chiffre d'affaires réalisé et de la valeur ajoutée produite au cours de l'année au titre de laquelle l'imposition est établie ou au cours du dernier exercice de douze mois clos au cours de cette même année lorsque cet exercice ne coïncide pas avec l'année civile.

La CVAE est due par le redevable qui exerce l'activité au 1er janvier de l'année d'imposition.

Toute entreprise ou personne exerçant une activité professionnelle non salariée et qui génère un chiffre d'affaires hors taxe supérieur à 500 000 euros est redevable de la CVAE. Et ce, quel que soit le statut juridique, l'activité ou le régime d'imposition. Cependant, toutes les entreprises ou personnes exerçant une activité professionnelle non salariée et dont le chiffre d'affaires est supérieur à 152 500 euros ont l'obligation de faire une déclaration de valeur ajoutée et des effectifs salariés, même si elles ne sont pas, au final, redevables de la CVAE. Les structures produisant des énergies renouvelables sont donc soumises à la CVAE.

Le taux d'imposition théorique à la CVAE est de 1,5 % pour l'imposition due jusqu'en 2020 et de 0,75 % à compter de l'imposition due au titre de 2021, quel que soit le chiffre d'affaires de l'entreprise assujettie. Néanmoins, l'entreprise est imposable à la CVAE en application non pas du taux d'imposition théorique mais d'un taux effectif d'imposition, obtenu en application d'un barème progressif. Le taux effectif d'imposition correspond au taux effectivement appliqué à l'entreprise, c'est-à-dire après application d'un dégrèvement automatique pris en charge par l'État. En effet, les entreprises dont le chiffre d'affaires n'excède pas 50 millions d'euros bénéficient automatiquement (sans demande) d'un dégrèvement dont le taux varie en fonction du chiffre d'affaires. Pour cette raison pratique, il est fait application directe du barème progressif et variable selon le chiffre d'affaires réalisé par l'entreprise, au moment du versement des acomptes et du solde. Par conséquent, les entreprises acquittent dans tous les cas une CVAE calculée d'après le taux effectif d'imposition, lequel est déterminé conformément au barème suivant :

Lorsque :	Le taux effectif d'imposition est égal à :	
	Jusqu'au millésime d'imposition 2020	À compter du millésime d'imposition 2021
CA < 500 000 €	0 %	0 %
500 000 € ≤ CA ≤ 3 000 000 €	$0,5 \% \times (\text{montant du chiffre d'affaires} - 500\,000) / 2\,500\,000$	$0,25 \times (\text{montant du chiffre d'affaires} - 500\,000) / 2\,500\,000$
3 000 000 € < CA ≤ 10 000 000 €	$0,5 \% + 0,9 \% \times (\text{montant du chiffre d'affaires} - 3\,000\,000) / 7\,000\,000$	$0,25 + 0,45 \times (\text{montant du chiffre d'affaires} - 3\,000\,000) / 7\,000\,000$
10 000 000 € < CA ≤ 50 000 000 €	$1,4 \% + 0,1 \% \times (\text{montant du chiffre d'affaires} - 10\,000\,000) / 40\,000\,000$	$0,7 + 0,05 \times (\text{montant du chiffre d'affaires} - 10\,000\,000) / 40\,000\,000$
CA > 50 000 000 €	1,5 %	0,75 %

NB : Les taux obtenus pour les entreprises dont le chiffre d'affaires est inférieur ou égal à 50 millions d'€ sont arrondis au centième le plus proche.

Pour le 04, les EPCI étant tous à fiscalité professionnelle unique, ce sont eux qui percevront la CVAE et pas les communes. La CVAE perçue par l'EPCI en année N +1 (et payée par l'entreprise en année N) sera liée à la valeur ajoutée et au chiffre d'affaires généré par l'entreprise en N-1. La CVAE est intégrée aux avances mensuelles de fiscalité directe locale versées par la DDFiP mises à jour en juillet N+1 dans notre hypothèse.

La CVAE repose sur une déclaration de valeur ajoutée et chiffres d'affaires de la part de l'entreprise. La déclaration par l'entreprise doit être effectuée de manière dématérialisée au plus tard le 2e jour ouvré suivant le 1er mai (soit entre le 3 et le 5 mai) N qui suit l'année d'imposition.

La valeur ajoutée est déclarée en N au titre de l'année N-1 et donc de l'imposition N-1.

Dans tous les cas, le paiement de la CVAE s'effectue par voie électronique. Lorsque la CVAE est supérieure à 3 000 euros, deux acomptes de 50 % de la cotisation due doivent être versés, à l'appui d'un formulaire spécifique, selon la périodicité suivante :

- au plus tard le 15 juin de l'année d'imposition pour le premier acompte
- au plus tard le 15 septembre pour le second acompte.

Si la CVAE ne dépasse pas 3000 euros, elle est payée en un seul règlement (pas d'acompte).

Les exonérations et abattements de CVAE facultatifs sont de même nature que les exonérations et abattements facultatifs pouvant s'appliquer en matière de CFE. Ils peuvent être :

- soit permanents : dans cette hypothèse, ils s'appliquent tant que la délibération de la collectivité territoriale concernée le permet ;
- soit temporaires : ils s'appliquent alors pour une durée limitée.

La délibération doit être prise avant le 1^{er} octobre N-1 pour s'appliquer sur l'année N.

Par exemple, les dispositifs d'exonération ou d'abattements facultatifs temporaires sont prévus en faveur des établissements exploités :

- par des entreprises nouvelles ;
- ou par des entreprises implantées exclusivement en zone de revitalisation rurale (ZRR) et ayant fait l'objet d'une reprise

Fiche 16: l'imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER)

Instauré par la loi de finances pour 2010 au profit des collectivités territoriales et de leurs établissements publics (EPCI), l'IFER est une imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux. L'IFER concerne les entreprises exerçant leur activité dans le secteur de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications. Elle concerne donc assurément sans que ce ne soit exclusif, les entreprises du secteur des énergies renouvelables. L'IFER est intégré au rôle général de CFE et reversé aux collectivités locales dans le cadre des avances mensuelles par la DDFiP.

Les communes du 04 étant toutes intégrées à un EPCI à fiscalité professionnelle unique, elles ne perçoivent pas d'IFER, sauf pour l'éolien (la répartition s'opère alors entre la commune, l'EPCI et le département).

L'IFER se divise en 10 composantes correspondant à l'une des catégories suivantes :

- imposition sur les éoliennes et hydroliennes
- imposition sur les installations de production d'électricité d'origine nucléaire ou thermique à flamme
- imposition sur les centrales de production d'électricité d'origine photovoltaïque ou hydraulique
- imposition sur les transformateurs électriques
- imposition sur les stations radioélectriques
- imposition sur les installations gazières et sur les canalisations de transport de gaz naturel, d'autres hydrocarbures et de produits chimiques
- imposition sur le matériel ferroviaire roulant utilisé sur le réseau ferré national pour les opérations de transport de voyageurs
- imposition sur certains matériels roulant utilisés sur les lignes de transport en commun de voyageurs en Ile-de-France
- imposition sur les répartiteurs principaux de la boucle locale cuivre et certains équipements de commutation téléphonique
- imposition sur les installations de production d'électricité d'origine géothermique.

Chaque catégorie d'installation fait l'objet de règles d'assiette et de calcul de l'imposition spécifique. L'IFER est dû chaque année par l'exploitant de l'installation concernée au 1er janvier de l'année d'imposition.

Le montant de l'IFER est revalorisé chaque année.

Les éléments ci-dessous concernent les énergies renouvelables directement ou indirectement.

a) IFER sur les éoliennes et les hydroliennes

Sont concernées les installations dont la puissance est supérieure ou égale à 100 kilowatts. Le tarif annuel d'imposition forfaitaire est de 7,65 € par kilowatt de puissance installée au 1er janvier d'imposition.

Répartition de l'IFER des éoliennes installées après le 1^{er} janvier 2019 en présence d'un EPCI à fiscalité professionnelle unique : 20 % communes 50 % EPCI 30 % département

Pour le reste : 50 % EPCI 50 % département

b) IFER sur les centrales nucléaires ou thermiques

Il s'agit des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme produisant de l'électricité. Seules les centrales dont la puissance électrique est supérieure ou égale à 50 mégawatts sont concernées.

Le montant de l'IFER est établi en fonction de la puissance installée dans chaque installation. Il s'élève à 3187 € par mégawatt de puissance installée au 1er janvier d'imposition.

Répartition de l'IFER en présence d'un EPCI à fiscalité professionnelle unique : 50 % EPCI
50 % département

c) IFER sur les centrales photovoltaïques ou hydrauliques

L'IFER s'applique aux centrales de production d'énergie électrique d'origine photovoltaïque ou hydrauliques (à l'exception des hydroliennes) dont la puissance est supérieure ou égale à 100 kilowatts.

Le montant de l'IFER est le suivant :

S'agissant des centrales hydrauliques, le montant d'IFER est fixé à 3,254 € par kilowatt de puissance électrique installée au 1er janvier de l'année d'imposition

S'agissant des centrales photovoltaïques, deux montants sont désormais applicables :

7,82 € par kilowatt de puissance électrique installée au 1er janvier de l'année d'imposition, s'agissant des centrales photovoltaïques mises en service avant le 1er janvier 2021

3,254 € par kilowatt de puissance électrique installée au 1er janvier de l'année d'imposition, s'agissant des centrales photovoltaïques mises en service après le 1er janvier 2021.

Pour ces dernières, le montant est le même que celui relatif aux installations hydrauliques pendant les 20 premières années d'imposition. Les années suivantes, ce sera le montant relatif aux installations photovoltaïques qui sera de nouveau appliqué.

Répartition de l'IFER en présence d'un EPCI à fiscalité professionnelle unique : 50 % EPCI
50 % département

d) IFER sur les transformateurs électriques

L'imposition s'applique aux transformateurs électriques relevant des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Le montant de l'imposition est calculé en fonction de la tension en amont des transformateurs (tension électrique en entrée du transformateur) au 1er janvier de l'année d'imposition selon le barème suivant :

151 536€ par transformateur pour une tension en amont supérieure à 350 kilovolts

51 425 € par transformateur pour une tension en amont supérieure à 130 et inférieure ou égale à 350 kilovolts

14 770 € par transformateur pour une tension en amont supérieure à 50 et inférieure ou égale à 130 kilovolts.

Répartition de l'IFER en présence d'un EPCI à fiscalité professionnelle unique : 100 % EPCI

e) IFER sur les installations de production d'électricité d'origine géothermique

En vertu de l'article 1519 HB du CGI et du II de l'article 1635-0 quinquies du CGI, le tarif de l'IFER est fixé, pour l'année 2021, à 20,12 € par kilowatt de puissance électrique installée au 1er janvier de l'année d'imposition.

L'IFER suit le régime applicable à la CFE (cotisation foncière des entreprises) en matière de recouvrement, garanties, sûretés et privilèges.

La déclaration de l'IFER doit s'effectuer au plus tard le 2ème jour ouvré suivant le 1er mai de l'année d'imposition (année N)

L'avis de l'IFER figure sur l'avis d'imposition de CFE uniquement disponible sur le site impots.gouv.fr.

L'IFER ou le solde d'IFER en cas d'acompte éventuel, est exigible à la même date que celle fixée pour la CFE due au titre de la même année :

Les entreprises dont le montant de CFE est supérieur à 3000 € doivent régler leurs cotisations en 2 tranches :

- un acompte égal à 50 % du montant de la CFE mise en recouvrement au titre de l'année précédente : au plus tard le 15 juin N
- le solde de la CFE : au plus tard le 15 décembre de chaque année déduction faite de l'acompte versé.

Répartition de l'IFER en présence d'un EPCI à fiscalité professionnelle unique : 60 % EPCI
40 % région

Fiche 17 : les mécanismes de redistribution des recettes

Dans l'hypothèse où la compétence en matière de production d'ENR est transférée à un EPCI-FP et une planification territoriale intercommunale élaborée, trois mécanismes peuvent être explorés pour permettre une redistribution des recettes issues du développement de projets d'ENR aux communes de l'EPCI :

- les attributions de compensation ;
- la dotation de solidarité communautaire ;
- le reversement conventionnel de fiscalité.

1. Les attributions de compensation

Prévues à l'article 1609 nonies C du Code général des impôts, elles permettent d'ajuster au plus juste, dans un sens comme dans l'autre, en positif comme en négatif, les conséquences des transferts de compétence en assurant que la fiscalité transférée couvre les dépenses afférentes aux compétences qui ont fait l'objet d'un transfert vers l'EPCI ou d'un retour aux communes membres.

La commission locale d'évaluation des transferts de charge (**CLETC**) a pour mission de définir les sommes en cause, les montants définitifs étant soumis au vote du conseil communautaire et des communes membres.

Ce mécanisme de droit commun est réservé aux EPCI à fiscalité professionnelle unique se révèle un levier particulièrement efficace, mais son particularisme limite nécessairement l'emploi qui peut en être fait.

2. La dotation de solidarité communautaire (DSC)

Les règles applicables à la DSC sont désormais codifiées à l'article L. 5211-28-4 du Code général des collectivités territoriales. Ce mécanisme est ouvert à tous les EPCI-FP mais demeure facultatif pour les communautés de communes et les communautés d'agglomération.

Instaurée par l'EPCI vers ses communes membres, elle doit respecter certains critères :

- les critères de droit commun (potentiel financier ou fiscal par habitant et revenu par habitant) doivent être majoritaires et représenter au moins 35 % de la répartition totale de l'enveloppe ;
- les critères décrits ci-dessus sont pondérés par la population totale ou la population DGF de chaque commune au sein de l'EPCI ;
- les critères supplémentaires librement choisis doivent avoir pour objectif de réduire les disparités de ressources et de charges entre les communes, ce qui exclut un critère telle que la dynamique des recettes fiscales par exemple.

L'utilisation de ce mécanisme ne peut être que globale et interdit la redistribution à une seule commune d'une part de fiscalité perçue sur son territoire.

3. Le reversement conventionnel de fiscalité

Institué par la loi n° 80-10 du 10 janvier 1980 modifiée (articles 11 et 29), ce mécanisme permet, sous conditions, à un EPCI-FP de reverser après signature d'une convention avec une commune une part de la fiscalité qu'il perçoit.

Dans le cas d'espèce, ce mécanisme souple et non-globalisé pourrait permettre d'ajuster de manière fine les transferts financiers entre collectivités sous la réserve de respecter les conditions d'octroi, rappelées dans les articles précités.

4ème partie Le catalogue des ressources en matière d'ENR



**MINISTÈRE
DE LA CULTURE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

DRAC PACA/Service Régional de l'Archéologie

Mission : Suivi administratif des dossiers des Alpes de Haute-Provence selon les dispositions réglementaires du livre V du code du patrimoine - archéologie

Domaines d'intervention

- Information des aménageurs sur le risque archéologique
- Détection du patrimoine archéologique
- protection du patrimoine archéologique

Types d'intervention

Réponse aux demandes d'information des aménageurs,
Prescription de diagnostic archéologique préventif,
Prescriptions techniques ou prescriptions de fouilles archéologiques préventives.

Contact : Renaud Chastagnaret / renaud.chastagnaret@culture.gouv.fr

Pour en savoir plus :

<https://www.culture.gouv.fr/Thematiques/Archeologie/L-archeologie-en-France/Les-operations-archeologiques/L-archeologie-preventive>

<https://www.culture.gouv.fr/Regions/Drac-Provence-Alpes-Cote-d-Azur/Politique-et-actions-culturelles/Archeologie/Zones-de-presomption-de-prescription-archeologique>

Mission : Acteur majeur de la filière forêt-bois, l'ONF rassemble 8 200 professionnels, qui œuvrent au quotidien pour protéger et valoriser près de 11 millions d'hectares de forêts publiques appartenant à l'État et aux collectivités territoriales, en France métropolitaine et en Outre-mer. Son cadre d'intervention est constitué par le code forestier, ainsi que par un contrat d'objectifs conclu avec l'État et renouvelé tous les cinq ans.

Dans les Alpes de Haute-Provence, l'ONF gère environ 100 000 ha de forêts domaniales, et 90 000 ha de forêts communales appartenant à 150 communes. Le contexte local est marqué par une grande diversité des enjeux : production de bois, protection des milieux et de la biodiversité, accueil du public, prévention des risques naturels, pastoralisme, chasse, etc.

Dans le cadre des projets d'ENR, l'ONF prend en compte les politiques nationales, régionales et les schémas départementaux et analyse, au regard des enjeux forestiers et environnementaux, la possibilité de réaliser un équipement sur un espace naturel. Les sollicitations concernent majoritairement des projets hydroélectriques ou photovoltaïques.

Domaines d'intervention
Domaine réglementaire et patrimonial

Types d'intervention

Analyse de la compatibilité des projets avec les documents de gestion des forêts, au regard des différents enjeux (production forestière, environnement, risques, etc.) et de la doctrine départementale.

Accompagnement des collectivités sur certains aspects juridiques et financiers des contrats conclus avec les opérateurs, dans le cadre de la mission de conseil au propriétaire.

Avis sur les projets de contrats et concessions, et sur les demandes de défrichement.

Domaines d'intervention
Domaine concurrentiel

Types d'intervention

Expertises forestières et naturalistes.

Réalisation de travaux en forêt et dans les espaces naturels.

Opérateur pour la mise en œuvre de mesures compensatoires : recherche de sites d'accueil, propositions d'actions, mise en œuvre et suivi.

Statut : Établissement public à caractère industriel et commercial/ **Contacts :**

Michel Ingrand
 Responsable de l'unité territoriale de Manosque
 Référent départemental sur les énergies renouvelables
 Campagne Gassaud – Route de Volx
 04100 Manosque
michel.ingrand@onf.fr **Pour en savoir plus :** www.onf.fr

DREAL / Service Biodiversité Eau et Paysage

Missions: Au sein de la DREAL PACA, le SBEP a pour objectifs la protection, la gestion et la valorisation du patrimoine naturel, en vue d'une gestion durable des territoires, dans une région qui possède une biodiversité et des paysages exceptionnels qui font l'objet de pressions anthropiques fortes.

Parmi l'ensemble de ses missions, le SBEP est un service ressource au sein des services de l'Etat pour le sujet particulier des ENR, notamment parce qu'il a coconstruit (avec le service énergie logement de la DREAL) le « cadre régional pour le développement du photovoltaïque » (fév 2019, validé par le préfet de région).

Deux domaines d'intervention du service sont essentiels pour les collectivités et les développeurs : la préservation des espèces et des paysages (interventions détaillées ci-dessous).

Domaines d'intervention

Espèces protégées

1. Présence ou contribution dans les **guichets uniques ou guichets conseil** des départements
2. L'application de la **séquence « Éviter/Réduire/Compenser »** pour les projets d'aménagement s'organise en trois grandes « étapes » dans lesquelles le SBEP est présent :
 - accompagnement des projets (échanges et visites de terrain), afin que les espèces protégées et leurs habitats soient mieux pris en compte en amont dans la définition des projets ;
 - **instruction administrative des dossiers de demande de dérogation, de façon indépendante ou dans le cadre du régime de l'autorisation environnementale**
 - suivi de la mise en œuvre des arrêtés préfectoraux
3. **Contribution aux avis des services dans divers cadres d'instruction** : Autorisation environnementale, examen au cas par cas et avis de l'Autorité environnementale, projets divers, etc.

Paysages

1. Présence ou contribution dans les **guichets uniques ou guichets conseil** des départements
2. Concernant la **mission « sites (classés ou inscrits) »** :

Mission mise en œuvre localement par la DREAL et les unités départementales de l'architecture et du patrimoine (UDAP) sous l'autorité des préfets de département. Les inspecteurs des sites de la DREAL sont chargés, entre autres, pour leur secteur, **de la gestion réglementaire des sites classés** (instruction des autorisations de travaux en sites classés).
3. Concernant la **mission « paysages »**
 - suivi des projets et politiques partenariales : contribution paysage pour les documents d'urbanisme, **suivi des plans paysage des collectivités ; expertises paysagères sur projet d'aménagement** (avis, guides, etc.) ; **porter à la connaissance en amont des projets d'aménagement et avis sur dossiers d'impacts ; contribution aux avis des services dans divers cadres d'instruction** : Autorisation environnementale, examen au cas par cas et avis de l'Autorité environnementale, projets divers, etc. y compris bien entendu les projets d'ENR

Contact :

direction du service : catherine.villarubias@developpement-durable.gouv.fr
biodiversité : martin.gascuel@developpement-durable.gouv.fr
paysage : bastien.exbrayat@developpement-durable.gouv.fr

Pour en savoir plus :

<https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/biodiversite-eau-paysages-r107.html>



FINANCES PUBLIQUES

Direction Départementale des Finances Publiques

Mission : Les services de la DGFIP exercent également une mission de conseil auprès des collectivités locales en matière fiscale et financière.

Grâce à son expertise en matière financière, fiscale et comptable, la DGFIP assure des prestations de conseil dans ces domaines auprès des préfets et des décideurs publics locaux. Elle intervient également en faveur des entreprises auprès des autres acteurs économiques locaux. Au-delà de la mission de conseil, les services de la DGFIP assure une mission de gestion budgétaire et comptable des collectivités locale et assure la liquidation, le contrôle et l'encaissement des impôts des particuliers, des entreprises et des collectivités locales

Domaines d'intervention	Types d'intervention
Fiscalité Directe Locale Missions du cadastre et évaluation des locaux professionnels et d'habitation Conseil comptable financier et fiscal des collectivités locales Gestion budgétaire et comptable des collectivités locales Gestion de la fiscalité des particuliers et des professionnels	Élaboration des rôles de Fiscalité Directe Locale, liquidation des avances mensuelles, expertise en matière de fiscalité directe locale, appui au contrôle de légalité sur les délibérations (vote des taux, exonérations et abattements, calendrier...), transmission des bases prévisionnelles et définitives, simulations de taux Travaux de mise à jour du plan cadastral, évaluation des valeurs locatives des locaux d'habitation et professionnels, travaux de fiscalisation des bâtiments et autres biens soumis à la taxe foncière, gestion des contentieux des taxes foncières Imposition et paiement des impôts des professionnels, y compris pour les collectivités locales pour ce qui est par exemple de la TVA.

Statut : Administration d'État rattachée au ministère du budget et des comptes publics (Bercy)

Contact : Centre des Finances Publiques
Direction Départementale des Finances Publiques
51 Avenue du 8 mai 1945
04017 DIGNE LES BAINS Cedex
Tél : 04 92 30 86 00
@ ddfip04@dgfip.finances.gouv.fr

Pour en savoir plus :

Service de Fiscalité Directe Locale (SFDL) de la DDFIP04 : l'interlocuteur de la fiscalité directe locale pour les collectivités locales

ddfip04.sfdl@dgfip.finances.gouv.fr
Géraldine Chiarella : 04.92.30.84.61
Jean-François Delelis : 04.92.30.84.04

Élaboration des rôles de Fiscalité Directe Locale, liquidation des avances mensuelles, expertise en matière de fiscalité directe locale, connaissance de la réglementation, vote des taux, simulations, délibérations, exonérations et abattements.

Service Départemental des Impôts Fonciers (SDIF) : l'interlocuteur des particuliers, des entreprises et des collectivités pour ces qui est des missions cadastrales et de la taxe foncière

sdif04@dgfip.finances.gouv.fr

Responsable : Danielle Grosso : 04.92.30.85.90

Adjoint : Nicolas Ancer : 04.92.30.84.60

Travaux de mise à jour du plan cadastral, évaluation des valeurs locatives des locaux d'habitation et professionnels, travaux de fiscalisation des bâtiments et autres biens soumis à la taxe foncière, gestion des contentieux des taxes foncières

Service (départemental) des Impôts des Entreprises (SIE) : l'interlocuteur des professionnels (entreprises et collectivités locales) pour ce qui est la gestion des impôts commerciaux (déclaration, imposition, paiement...)

sie.manosque@dgfip.finances.gouv.fr

Responsable : Annie Langlois 04.92.70.77.18

Adjoint : Mayeul Toulemont 04.92.70.77.35

Interlocuteur des entreprises pour ce qui est de l'imposition et du paiement des impôts des professionnels, y compris pour les collectivités locales pour ce qui est par exemple de la TVA.

Les Conseillers Aux Décideurs Locaux (CDL) : l'interlocuteur de proximité des collectivités locales pour les questions budgétaires, comptables, financières et fiscales des collectivités locales (la gestion budgétaire et comptable des collectivités incombant aux Services de Gestion Comptable)

ddfip04.cdl@dgfip.finances.gouv.fr



Parc Naturel Régional du Lubéron

Domaines d'intervention

Aménagement
Etudes
Assistance à maîtrise d'ouvrage

Types d'intervention

Avis sur les impacts de projets d'implantation, études et accompagnement à l'identification de localisation à impact neutre ou réduit

Assistance à maîtrise d'ouvrage pour intégration ENR dans projets immobiliers publics (études, recherche d'opérateurs, suivi)

Accompagnement de projets participatifs type « centrales villageoises »
Groupements de commande (bois énergie)
Expérimentations, sourcing (méthanisation)

Statut : Syndicat mixte du Parc naturel régional du Lubéron

Contact : Patrick Cohen

Tél : Responsable du Pôle *Patrimoine culturel*
& *Aménagement durable du territoire*

Tél : 04 90 04 42 10

patrick.cohen@parcduluberon.fr

Pour en savoir plus : <https://www.parcduluberon.fr/>



Mission Régionale Bois Energie

Mission : Développer et sécuriser l'émergence des filières bois énergie en lien avec les dynamiques territoriales dans un objectif de valorisation des forêts locales et de transition énergétique

Domaines d'intervention

Structuration de l'approvisionnement en bois énergie

Développement de chaufferies et réseaux de chaleur au bois

Suivi, observation et communication sur la filière

Types d'intervention

1. Structurer l'approvisionnement et sécuriser les filières bois énergie territoriales

- Accompagner les territoires sur la connaissance et la valorisation de leur ressource
- Accompagner et suivre les projets d'investissements et outils de transformation pour la sécurisation de l'approvisionnement
- Améliorer la qualité et la traçabilité des combustibles
- Sensibilisation / formation à la qualité du combustible

2. Accompagner le développement de projets de chaufferies / réseaux de chaleur de qualité

- Positionner le bois énergie au cœur des stratégies territoriales
- Accompagner le développement de chaufferies et réseaux de chaleur bois de qualité
- Améliorer le fonctionnement et le renouvellement des chaufferies

3. Suivi, observation et coordination du développement du bois énergie

- Récolte de données et analyses du développement de la filière bois énergie
- Retour et partage d'expériences, identification des pistes d'amélioration, innovation
- Communication sur la filière bois énergie, organisation de rencontres, de formations

Statut : Association loi 1901

Contact : Maylis PORTE maylis.porte@communesforestieres.org

Tél : 04 42 65 43 93 **Pour en savoir plus :** <https://www.bois-energie.ofme.org>



Chambre d'Agriculture des Alpes de

Haute-Provence

Domaines d'intervention	Types d'intervention
Agriculture	<ul style="list-style-type: none">• Information sur la prise en compte de l'agriculture dans les projets et sur la démarche Eviter – Réduire – Compenser pour l'agriculture (<i>mission de service public</i>)• Participation aux réunions du Guichet Unique et de la CDPENAF (<i>mission de service public</i>) • Réalisation de diagnostics agricoles ou d'études préalables agricoles ERC (<i>prestation</i>) Définition des périmètres d'études, analyse de l'état initial, approche territoriale et filières, définition des impacts, évaluation économique de la perte pour le territoire• Accompagnement à la définition et à la mise en œuvre de mesures de compensation collective agricoles (<i>prestation</i>) Animation territoriale et professionnelle pour la définition des mesures dans un cadre partenarial.• Animation des instances de pilotage des mesures de compensation agricole (<i>convention de partenariat</i>) Animation et organisation des COPIL – Rédaction des appels à propositions – Suivi et évaluation des mesures de compensation• Définition et accompagnement des projets expérimentaux agri-voltaïques sur des surfaces limitées et basés sur une synergie avec la production agricole (<i>convention de partenariat</i>) • Accompagnement des exploitants agricoles dans le cadre des projets de méthanisation : acquisition de références sur les déchets disponibles ou la mise en place de CIVE, essais et conseil fertilisation aux exploitants sur l'utilisation de digestats (<i>prestation</i>)• Analyse des plans d'épandage liés aux projets de méthanisation dans le cadre de la mission MESE (Mission d'Expertise et de Suivi des Epandages) (<i>délégation de service public</i>)

Statut : Etablissement Public

Contact : Sabine Hauser – Responsable du pôle Territoire – Environnement
shauser@ahp.chambagri.fr

Pour en savoir plus : www.chambre-agriculture04.fr



Conseil Régional Région Sud

Missions : Exercer les missions dévolues par la loi aux Conseil Régioanux dans la Région. En particulier, dans le domaine des énergies, ses missions sont les suivantes :

Domaines d'intervention

Permettre, concevoir et réaliser des projets d'aménagement intégrant des solutions énergétiques innovantes.

Créer un cadre d'intervention pour développer les projets chaleur et froid renouvelables pour le chauffage et le rafraîchissement des bâtiments et des process industriels.

Massifier le déploiement du photovoltaïque et constituer un « portefeuille » foncier photovoltaïque. 100 % des EPCI couverts par une stratégie globale en faveur des équipements photovoltaïques, en lien avec l'État.

Développer la méthanisation, le solaire thermique, la géothermie, le bois-énergie et l'hydraulique.

Produire des énergies renouvelables par l'utilisation des spécificités alpines (action « Alpes »).

Types d'intervention

AMI Appel à manifestation d'intérêt - Exploitation du potentiel photovoltaïque territorial "foncier dérisqué"

Ce dispositif peut aider les territoires à financer une étude permettant de recenser les potentiels de réalisation photovoltaïque sur leur foncier bâti ou sol, sans risques majeurs, en vue de faire émerger dans les meilleurs délais le « faisable sans risque » en matière d'installations photovoltaïques. Le taux d'aide est de 70% pour les collectivités.

En parallèle, la Région a également élaboré les documents suivants, qui peuvent alimenter la boîte à outils évoquée au cours de la réunion et qui peuvent vous être transmis :

- Un guide méthodologique, coréalisé avec Hespul, pour le montage de grappes photovoltaïque « Exploiter la ressource solaire des bâtiment publics ».
- Un kit de sensibilisation à destination notamment des élus locaux

<https://www.maregionsud.fr/toutes-vos-aides/detail/ami-foncier-derisque>

Statut : La Région Sud Provence-Alpes-Côte d'Azur est une collectivité territoriale.

Contact : Direction de la Transition Energétique et des Territoires
Service Transition Energétique

Hôtel de Région - 27 place Jules Guesde - 13481 Marseille cedex 20

Tél : 0488736934 / Pour en savoir plus : <https://www.maregionsud.fr>



Société d'aménagement foncier et d'établissement rural

SAFER PACA

Missions : Opérateur foncier qui œuvre dans le domaine de la préservation des espaces agricoles naturels et forestiers, le développement d'une agriculture durable (installation/transmission, aménagement foncier), le développement local et la préservation de la diversité biologique et des paysages. Opérateur investi d'une mission relative à l'observation et à la transparence du marché foncier rural

Domaines d'intervention	Types d'intervention
Foncier en zone rurale Agriculture Développement local Environnement Observation foncière	<ul style="list-style-type: none">- Acquisition (amiable ou préemption) de foncier en zone rurale- Rétrocession du foncier à des porteurs de projet en milieu rural- Régulation du prix du foncier- Orientation en fonction des projets contribuant au développement des territoires ruraux- Outils de portage de foncier - Accompagnement du volet foncier des politiques d'aménagement du territoire portées par les Collectivités- Animation pour assurer une maîtrise foncière,- Recueil de promesse de vente pour le compte de Collectivités - Réalisation d'Etudes foncières : analyse de la structure et des dynamiques foncières, de la dureté foncière, de l'artificialisation et de la consommation de l'espace, de leurs effets sur les marchés fonciers - Ingénierie foncière, mesures compensatoires, ORE, biens sans maître, ...

Statut : Société anonyme avec un contrôle de l'Etat à travers deux commissaires du Gouvernement (Ministère de l'Agriculture et des Finances)

Contact : Laurent Vinciguerra – directeur départemental Alpes de Haute-Provence
Tél : 04 88 78 00 04
laurent.vinciguerra@safer-paca.com

Pour en savoir plus : <http://www.safer-paca.com/>



PRÉFET
DE LA RÉGION
PROVENCE-ALPES-
CÔTE D'AZUR

Liberté
Égalité
Fraternité

DREAL / Service Énergie Logement (SEL)

Missions :

Domaines d'intervention	Types d'intervention
<ul style="list-style-type: none">• Animation régionale => • Mission d'instruction =>	<p>Au sein de la DREAL PACA, le SEL, dans sa dimension Énergie a pour objectif l'accompagnement du développement des énergies renouvelables, la sécurisation de l'approvisionnement énergétique des clients prioritaires, d'assurer la tutelle des concessions hydro-électrique, et d'accompagner le développement des réseaux de transport d'électricité.</p> <p>Parmi l'ensemble de ses missions, le SEL est le service référence au sein des services de l'Etat pour le sujet particulier des EnR, notamment parce qu'il a coconstruit (avec le service biodiversité eau et paysage de la DREAL) le « cadre régional pour le développement du photovoltaïque » (fév 2019, validé par le préfet de région).</p> <ol style="list-style-type: none">1. Présence ou contribution dans les guichets uniques ou guichets conseil des départements et interface avec les développeurs de projets.2. Élaboration/actualisation de documents de cadrage régional (Cadre régional du photovoltaïque en PACA, complément PV flottants)3. Animation régionale (Conférence régionale pour la transition énergétique (CRTE), Groupe de travail EnR avec les DDT et le CEREMA, Club agrivoltaïsme à venir...)4. Co-secrétariat du futur comité régional de l'énergie mis en place à la suite loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.5. Accompagnement des stratégies territoriales de développement des EnR.6. Service ressource pour toute question relative aux dispositifs de soutien tarifaire au développement de projet d'énergies renouvelables électriques et gazières.7. Participation à des groupes de travail nationaux (doctrine PV au sol, PV sur bâtiment de l'État) <ol style="list-style-type: none">1. Participation à l'instruction de dossiers en lien avec les Appels d'offres de l'État pour les dispositifs de soutien aux installations de production d'énergies renouvelables électriques (certificat d'éligibilité du terrain d'implantation (CETI), instruction des pré-cadrages environnementaux et analyse des offres de petite hydro-électricité, analyse des plans d'approvisionnement des installations de production à partir de biomasse)2. Gestion et suivi des lauréats aux dispositifs de soutien (suivant les termes des cahiers des charges : prolongation de délais d'achèvement, mise en place et levée des garanties bancaires des installations photovoltaïques, suivi annuel des installations de production à partir de biomasse, etc.)

3. Service instructeur des autorisations d'injection de bio-méthane dans les réseaux de gaz.

4. Service référent du gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE pour l'élaboration et le suivi du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) et l'instruction des dossiers de travaux sur les réseaux électriques au titre du Code de l'énergie.

Statut : service déconcentré du ministère de la transition écologique

Contact :

direction du service : pierre.franc@developpement-durable.gouv.fr / anne.alotte@developpement-durable.gouv.fr

chef de l'unité réseaux et énergie renouvelables : laurent.deleersnyder@developpement-durable.gouv.fr

chargé de mission Énergies renouvelables : pierre.ramel@developpement-durable.gouv.fr

+ Biogaz, Alexandre

+ Hydro-électricité Grégory

Pour en savoir plus :

<https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/reseaux-et-energies-renouvelables-r142.html>



PRÉFÈTE
DES ALPES-
DE-HAUTE-
PROVENCE

Liberté
Égalité
Fraternité

Direction départementale des territoires des Alpes de Haute-Provence

Tout projet doit être présenté en premier lieu devant le guichet unique énergie avant toute éventuelle demande d'accompagnement sur certains aspects techniques.

Domaines d'intervention	Types d'intervention
Environnement	<p>Assistance au Guichet unique énergie</p> <ul style="list-style-type: none">• Guichet unique loi sur l'eau Contact : Eric Cantet eric.cantet@alpes-de-haute-provence.gouv.fr 04 92 30 20 91• Renseignements sur le défrichement Contact : Louis Dusserre-Bresson louis.dusserre-bresson@alpes-de-haute-provence.gouv.fr 04 92 30 55 96• Renseignements sur les obligations légales de débroussaillage Contact : Cécile Brul cecile.brul@alpes-de-haute-provence.gouv.fr 04 92 30 55 28
Urbanisme	<ul style="list-style-type: none">• Renseignements sur les documents d'urbanisme Urbanisme et Planification Contact : Yannick Clerc-Renault yannick.clerc-renault@alpes-de-haute-provence.gouv.fr 04 92 30 55 42• Renseignements sur les démarches en lien avec l'instruction des permis Urbanisme et Application du Droit des Sols Contact : Peggy Carleton peggy.carleton@alpes-de-haute-provence.gouv.fr 04 92 30 55 72

Pour en savoir plus : Renseignements sur le site de la Préfecture des Alpes de Haute-Provence, rubrique Politiques publiques puis Aménagement du territoire : [Planification des EnR](#)



Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement

Mission : Le Cerema apporte aux acteurs territoriaux un appui en termes d'ingénierie et d'expertise technique dans les 9 domaines qui composent ses activités dans l'optique de favoriser une transition vers une économie sobre en ressources et décarbonée, respectueuse de l'environnement et équitable. Il assure la promotion aux échelles territoriale, nationale, européenne et internationale des règles de l'art.

Domaines d'intervention Energies renouvelables

Types d'intervention

- identification de zones de moindres contraintes pour le développement de projets photovoltaïques par traitement géomatique avec des données locales (MOS) pour la planification,
- opportunité de développement de réseaux de chaleur,
- sensibilisation des enjeux Energie/Climat,
- dialogue et diagnostic territorial pour favoriser le développement des ENR en regard des enjeux,
- scénario de d'amélioration d'émissions de GES (Outil GES URBA),
- pré-repérage de friches (inventaires),
- accompagnement d'utilisation d'outils d'aide à la décision (cartofriches, urbansimul...)
- reconversions possibles des friches (dont photovoltaïque)

Statut : établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique

Contact :

- Myriam LORCET Responsable d'études et d'activité Énergies Renouvelables, Groupe Territoires / Département Territoires Villes Bâtiments

Tél.: 04-42-24-83-09 / télétravail 06-99-90-58-96

myriam.lorcet@cerema.fr

- Jean-Baptiste SAVIN Responsable du Groupe Territoires

Tél : 06 26 57 30 24

jean-baptiste.savin@cerema.fr

Pour en savoir plus : www.cerema.fr

Annexe :
Documentation et liens
utiles pour aller plus loin

Sites internet consultables pour aller plus loin :

https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/cadre_regional_photovoltaique_dreal_paca_2019_02.pdf

https://www.cerema.fr/system/files/production/2019-07/rapportpv-sol-paca_vf_diffusable.pdf

<https://www.banquedesterritoires.fr/comment-mieux-maitriser-les-projets-d-enr-guide-destination-des-collectivites>

<https://amorce.asso.fr/publications/guide-des-montages-juridiques-production-d-energie-renouvelable-et-realisation-de-reseaux-de-chaleur-et-de-froid-par-les-collectivites-enj15>

https://www.adcf.org/files/NOTES-et-ETUDES/production_energie_locale_web.pdf

<https://www.photovoltaique.info/fr/>

<https://www.ecologie.gouv.fr/energies-citoyennes>

<https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/2071-collectivites-territoriales-parties-prenantes-des-projets-participatifs-et-citoyens-d-energie-renouvelable-les.html>

https://www.cohesion-territoires.gouv.fr/sites/default/files/2020-09/tableau_de_competences-novembre%202019.pdf

<https://presse.ademe.fr/2017/01/guide-projets-participatifs-et-citoyens-d-energies-renouvelables.html>

[Guide panorama epl engagées_WEB.pdf](#)

<https://www.seban-associes.avocat.fr/wp-content/uploads/2019/05/50-QR-energie.pdf>

<https://oreca.maregionsud.fr/aides-et-appels-a-projets/dispositifs-regionaux.html>

<https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/2889-photovoltaique-et-collectivites-territoriales-guide-pour-une-proche-de-proximite-9782358386791.html>