

Les collectivités locales et la crise énergétique : vers la transition ?

Accès Territoires n°11

Accès Territoires est une collection qui a pour vocation d'informer les acteurs du développement des territoires sur des thématiques aux enjeux forts.

Ce onzième numéro, réalisé par la Direction des études de La Banque Postale se penche sur les conséquences de la crise énergétique dans les budgets des collectivités locales.

Il revient dans un premier temps sur les raisons de la hausse des prix de l'énergie et plus globalement sur le fonctionnement complexe des marchés du gaz et de l'électricité.

Puis il analyse la contrainte de la hausse des prix de l'énergie sur les comptes locaux sans oublier que le secteur de l'énergie peut également être source de recettes, notamment fiscales.

Enfin il est complété de témoignages d'acteurs de la transition énergétique, qui devient aujourd'hui une nécessité pour les collectivités locales.

Juin 2022



Édito

« La transition énergétique est, de longue date, une préoccupation mondiale, une orientation nationale et un domaine significatif de l'action publique locale. Mais l'augmentation des prix depuis l'été 2021, résultant de la relance économique mondiale et amplifiée ces derniers mois par le contexte géopolitique, constitue à cet égard, pour les collectivités locales, à la fois un risque et une chance.

Risque, parce que l'inflation ne se contente plus de porter sur les prix de l'énergie, dont l'évolution aurait pu être absorbée au regard du poids réel des consommations dans les budgets locaux, mais s'est diffusée désormais à d'autres catégories : la majeure partie des coûts auxquels ont à faire face les collectivités territoriales est en effet concernée par cette inflation, sans oublier les perspectives attendues en matière de rémunérations dans la fonction publique ; et ceci, alors que la plupart des observateurs craignent que la hausse des prix ne s'atténue pas avant plusieurs semestres, ce qui va donc lourdement peser sur les perspectives financières de la seconde moitié des mandats entamés en 2020 et 2021.

Mais chance également, parce que ce contexte pourrait déboucher plus rapidement que prévu sur une véritable transformation des politiques et des pratiques du monde local, qui réponde aux exigences de la lutte contre le réchauffement climatique : modification des usages, amélioration du bâti, contribution à la production d'électricité verte, ou financement de la recherche. Les schémas régionaux comme les plans territoriaux climat-air-énergie, qui auraient pu n'être que des pétitions de principe, comportent ainsi pour la plupart des ambitions précises et chiffrées qui engagent les acteurs locaux dans une démarche vertueuse.

Le présent numéro d'Accès Territoires se veut une contribution à l'information et à la réflexion dans ce domaine : en détaillant le contexte et la réglementation applicable aux prix de l'énergie, en présentant les effets induits de leur augmentation, en analysant la réalité, plus hétérogène qu'on pourrait croire, des dépenses et des recettes locales dans ce domaine et en présentant quelques-unes des évolutions déjà constatées sur le terrain.

Il s'inscrit pleinement dans la logique des études publiées par La Banque Postale, entreprise à mission pleinement engagée dans le financement de la transition écologique,



concrétisé par exemple par la mise en place des prêts verts qui, depuis 2019, ont déjà accompagné, pour plus de 2 milliards d'euros, la réalisation de nombreux projets locaux. Cet engagement est au cœur de la stratégie de la banque et répond pleinement à la logique d'un grand pôle financier public partenaire privilégié de l'action publique locale. »

Serge Bayard

Directeur général adjoint de la Banque de Financement et d'Investissement

Sommaire

Énergie : un choc de prix de court terme mais aussi un signal pour l'avenir	p 3
Partie 1 : l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz	p 5
I – Le marché du gaz naturel	p 6
II – Le marché de l'électricité	p 7
III – Les compétences des collectivités territoriales dans le domaine de l'énergie	p 10
Partie 2 : l'énergie, quel équilibre pour les collectivités locales entre dépenses contraintes et potentielles recettes ?	p 13
I – Les collectivités locales face aux dépenses d'énergie	p 13
Paroles d'expert - Les Travaux Publics, un secteur percuté par la hausse des coûts de l'énergie et des matériaux	p 19
II – L'énergie, une ressource pour les collectivités locales ?	p 21
Témoignages (Montpellier Méditerranée Métropole, SYDEV, Énerg'IV)	p 28

Énergie : un choc de prix de court terme mais aussi un signal pour l'avenir

Les séquelles de la crise sanitaire et la guerre en Ukraine ont déclenché un choc de prix très violent.

Le prix du baril de pétrole de la mer du Nord (Brent) dépasse en juin 2022 les 100\$, fluctuant au gré des informations économiques et du contexte géopolitique. Fin 2019, il oscillait autour de 65\$. Au cœur de la crise Covid, en mars 2020, les cours du brut s'étaient effondrés à environ 20\$.

Ce niveau du prix du pétrole n'est pas un pic historique. On se rappelle qu'avant la crise financière le prix du baril avait tutoyé les 140\$. Mais **la hausse observée ces derniers mois est très impactante pour l'économie**, d'autant qu'elle est associée à un renchérissement quasi généralisé des cours des produits de base.

De la sortie de la crise Covid à la guerre en Ukraine

Un des paradoxes de la situation actuelle est que le niveau de la demande de pétrole dans le monde est encore inférieur à celui qui prévalait avant la crise sanitaire.

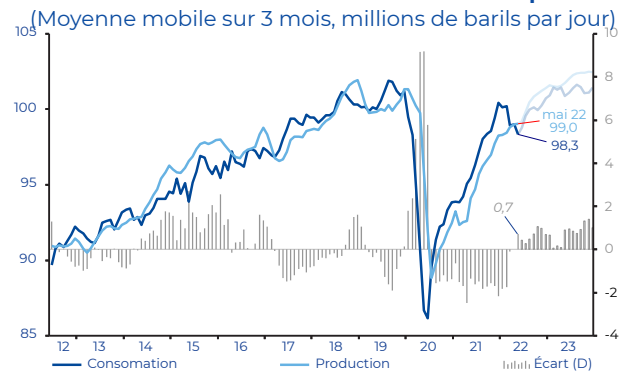
Dans un premier temps, c'est le redressement rapide de l'économie mondiale qui a été source de tensions. L'offre a mollement suivi cette remontée de la demande. D'une part, de nombreux pays producteurs rencontrent des difficultés à atteindre leurs objectifs de production pour de multiples raisons (techniques, politiques). C'est aussi la conséquence d'un certain manque d'investissement dans le secteur pétrolier au cours des dernières années, conséquence de prix relativement bas avant la crise sanitaire. Outre-Atlantique, le nombre de foreuses de puits de pétrole se redresse doucement mais il est encore inférieur de 15 % à son niveau d'avant crise.

Par ailleurs, les pays de l'OPEP ont plutôt accompagné le redressement de la demande mais sans chercher à calmer réellement la hausse des prix, qui leur assure des recettes supplémentaires. Le marché est donc resté globalement déficitaire jusqu'en mars dernier. Il serait aujourd'hui revenu à l'équilibre selon l'Agence internationale de l'énergie. Les pays de l'OPEP se sont d'ailleurs accordés début juin pour augmenter un peu plus rapidement leur production.

Avec le déclenchement de la guerre en Ukraine, les opérateurs sur le marché pétrolier ont craint une rupture des approvisionnements en provenance de Russie, qui a occasionné une flambée des cours. En 2021, la Russie était au 2^{ème} rang mondial des pays producteurs de pétrole brut (avec 10 millions de barils/jour - mbj -, soit 13 % de la production mondiale) derrière les États-Unis mais devant l'Arabie Saoudite. Elle exportait environ 8 mbj (y compris les produits raffinés) avant la guerre en Ukraine, dont environ 2 mbj de brut vers l'Europe auxquels s'ajoutait 1,1 mbj de pétrole raffiné.

Ces craintes se sont ensuite dissipées, ni l'Union européenne ni la Russie n'ayant intérêt à un arrêt brutal des échanges de pétrole et de gaz. Compte tenu du contexte géopolitique, l'Union européenne devrait néanmoins réduire drastiquement ses achats de pétrole brut avant fin 2022 et deux mois plus tard pour le pétrole raffiné. Pendant ce temps, les producteurs russes auraient commencé à réorienter leurs livraisons vers d'autres pays, notamment la Chine.

Production et consommation mondiales de pétrole



Source : Refinitiv Datastream, prévisions AIE à partir de juin 22

Du pétrole au gaz et à l'électricité

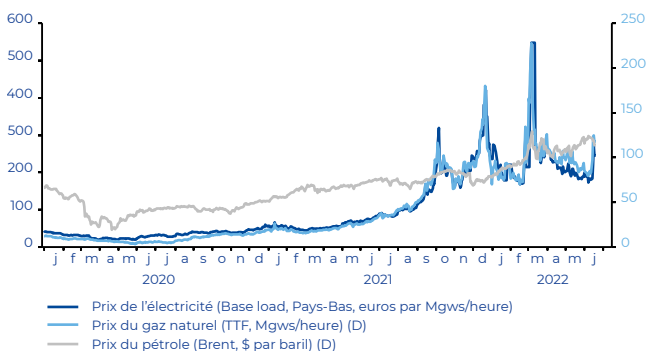
Contrairement aux années 1970 au cours desquelles la hausse des prix de l'énergie s'était concentrée sur le pétrole, **le choc actuel touche aussi les prix du gaz et de l'électricité.**

Cela tient au fait que, depuis la fin de la guerre froide, les pays d'Europe de l'Ouest se sont progressivement tournés vers la Russie pour leur approvisionnement en gaz, l'utilisation de gazoducs

étant moins coûteuse que l'importation de gaz liquéfié. La géographie explique ainsi que la Russie représentait une part plus importante (dans certains cas proches de 100 %) des importations de gaz des pays d'Europe du Nord et de l'Est. Des tensions fortes avaient déjà été observées sur le prix du gaz avant la guerre en Ukraine, pour des raisons techniques mais aussi suite à une certaine réticence de la Russie à assurer l'approvisionnement des pays européens.

Les craintes de rupture des relations entre les deux blocs se sont traduites début mars 2022 par un pic du prix du gaz sur le marché européen qui a été multiplié par dix. Une détente est ensuite intervenue mais les prix restent élevés. L'Union européenne devrait progressivement réduire ses approvisionnements de gaz russe (certains pays membres comme l'Allemagne ont déjà commencé) mais il faudra sans doute plus de temps que pour le pétrole, notamment afin de construire les infrastructures pour importer du gaz liquéfié à d'autres fournisseurs.

Prix du pétrole, de l'électricité et du gaz sur le marché européen



Source : Refinitiv Datastream

Les mécanismes qui déterminent le prix de l'électricité sur le marché européen lient de facto ce dernier au prix du gaz. Il est en effet basé sur le coût de production de la dernière unité de production mise en fonction (le plus souvent une centrale à gaz). Le prix de l'électricité a donc fortement augmenté au cours des derniers mois. Cela impacte aussi un pays comme la France, qui doit compléter l'offre d'électricité produite sur le sol national, en large partie d'origine nucléaire¹.

Hausse des prix : de l'amont vers l'aval

Au-delà de la hausse du coût direct de la facture énergétique, la diffusion de cette dernière à divers secteurs de l'économie² contribue à **un renchérissement des approvisionnements et des prix des services des collectivités locales** (cf. paroles d'expert, FNTF, page 19). Cela va du coût de la construction, qui incorpore aussi les tensions sur certaines filières (bois, métaux, etc.), aux prix de produits manufacturés (les meubles pour les équipements collectifs), en passant par le coût des transports. Ces hausses de prix commencent d'ailleurs à se retrouver dans les rémunérations, notamment à travers l'indexation du Smic à l'inflation passée.

Quelle perspective à court et moyen terme ?

Bien que la visibilité sur l'évolution à venir des prix soit limitée, il faut garder en tête que si les prix de l'énergie se stabilisaient à leur niveau élevé actuel dans les mois à venir, leur contribution à l'inflation (c'est-à-dire à l'évolution globale des prix) devrait être faible dans le courant du printemps 2023, alors qu'ils expliquent aujourd'hui environ la moitié de l'inflation observée en France (en dépit des gels de certains tarifs pour les ménages et des ristournes sur les prix de l'essence).

En utilisant une focale longue, on ne doit pas oublier que l'énergie coûtera plus chère demain qu'hier. La transition énergétique implique en effet des investissements importants (entre 2 et 3 points de PIB par an selon certaines estimations³) qu'il faudra financer. Par ailleurs, dans un schéma incitatif/répressif, le prix de la tonne de carbone en Europe va augmenter dans les années à venir afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre, ce qui renchérra les coûts de production des secteurs utilisateurs.

¹ « Marché de l'électricité : comment se forment les prix ? », P. Aurain, 02/05/2022.

² « Choc énergétique : des expositions très différentes entre secteurs », M. Blanchet et C. Ponton, Rebond, 30/03/2022.

³ « Jeux économiques de la décarbonation en France : une évaluation des investissements nécessaires », Rexecode, 16/05/2022.

Partie 1 : l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie est engagée en 1996 avec l'adoption par les pays de l'UE d'une première directive concernant le marché de l'électricité. La première directive qui engage celle du marché du gaz intervient en 1998.

Le processus de dérèglementation impose la séparation juridique de certaines activités, la production, le transport et la distribution, précédemment intégrées au sein d'une même entreprise publique, de façon à les rendre indépendantes.

Ainsi, au cours des années 2000, EDF crée deux filiales : Réseau de Transport d'Électricité (RTE), gestionnaire du réseau de transport d'électricité haute tension, et Électricité Réseau Distribution de France (ERDF, devenu Enedis), gestionnaire du réseau de distribution.

GDF connaît les mêmes évolutions : la gestion du réseau de gazoducs à haute tension est confiée à GRTgaz, et celle des réseaux de distribution, à Gaz Réseau Distribution de France (GRDF).

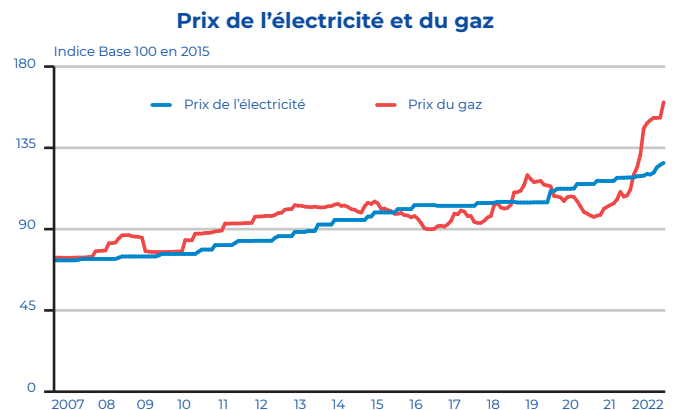
Dans le même temps, EDF, établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), devient société anonyme à capitaux publics dont 15 % du capital est introduit en Bourse en 2005. GDF se transforme également en société anonyme à capitaux publics en 2004 mais fusionne avec Suez en 2008 : l'État devient minoritaire dans le groupe GDF Suez, dénommé Engie depuis 2015.

D'autres directives européennes concernant ces deux marchés ont suivi. En France, plusieurs lois les ont transposées par étapes en droit national : **les marchés de l'électricité et du gaz se sont ouverts à la concurrence graduellement** par catégorie de consommateurs et **finalement pour l'ensemble des clients en 2007.**

¹ Cf. encadré p. 12.

² Par la loi du 08/11/2019 relative à l'énergie et au climat.

³ Art. L.111-1 du code de l'énergie.



Source : Insee, Indice des prix à la consommation - Base 2015 - Ensemble des ménages - France - Nomenclature Coicop

La transition des tarifs réglementés vers les tarifs de marché

Des bourses de l'électricité et du gaz sont créées sur lesquelles vont désormais se former les prix du marché en fonction de l'offre et de la demande, appelés à remplacer à terme les tarifications encadrées par les pouvoirs publics.

En France, **les tarifs réglementés de vente (TRV)** commercialisés par les fournisseurs historiques et marginalement par les entreprises locales de distribution (ELD)¹, **sont créés en 2007 mais progressivement supprimés**, notamment pour les professionnels², dont les collectivités locales, désormais soumis (sauf exceptions limitées) aux offres à prix du marché proposées par l'ensemble des fournisseurs, historiques et alternatifs.

Ces offres de marché sont soit à prix fixe (sur la durée du contrat), soit à prix indexé, le plus souvent sur les TRV ou sur d'autres indices du marché de gros (cf. encadré page 12 sur les stratégies d'achat des collectivités locales).

En outre, toujours au nom du respect de la libre concurrence, l'évolution des TRV est soumise pour partie à celle des prix sur le marché de gros : si ces prix augmentent, les TRV sont revus à la hausse, cette hausse pouvant impacter certaines offres de marché.

Rappelons que pour l'électricité comme pour le gaz³, les activités d'exploitation des réseaux de transport et de distribution demeurent régulées.

Tandis que les activités de production, de stockage d'énergie dans le système électrique et de fourniture (vente aux consommateurs finals) s'exercent au sein de marchés concurrentiels⁴.

Cependant, l'ouverture à la concurrence de ces deux marchés n'a pas présenté les mêmes difficultés pour la France.

I – Le marché du gaz naturel



Chiffres clés au 31/12/2021⁵

10,7 millions de sites résidentiels et 659 000 sites professionnels sont connectés au réseau de gaz naturel en France.

Près de 75 % des volumes sont consommés par des professionnels au premier rang desquels le secteur de l'industrie (papier, chimie, transport, agroalimentaire et métallurgie), suivi par la production d'électricité et de chaleur puis le tertiaire.

1. Le coût d'achat : part la plus volatile du prix final du gaz

La France qui ne produit quasiment pas de gaz, l'importe à 99 %. Elle est donc particulièrement exposée, comme l'ensemble de ses voisins européens, aux variations des prix de marché européens et mondiaux.

Le marché de gros, qui concerne les opérations d'achat et de vente entre les professionnels du secteur, est segmenté en deux : le marché gré à gré et les marchés organisés (ou « intermédiés »).

Le marché gré à gré représente en Europe la grande majorité des volumes échangés : l'essentiel de l'approvisionnement des distributeurs est en effet réalisé à partir de contrats long terme (souvent 15 à 20 ans), principalement passés entre les grands opérateurs (comme Engie) et les grands producteurs (comme le russe Gazprom, qui détient le monopole des exportations vers l'Europe par gazoduc). L'acheteur s'engage à acheter un certain volume de gaz à un prix donné, ce qui lui permet

d'assurer la sécurité de son approvisionnement et d'avoir une visibilité sur son coût à long terme, tout en assurant au vendeur la rentabilité de ses investissements d'infrastructures.

Ces contrats sont historiquement indexés sur le prix des produits pétroliers qui se répercute sur le prix de vente avec un décalage de 3 à 6 mois (selon les clauses).

Quant aux marchés organisés, il s'agit de bourses de l'énergie où les prix fluctuent en fonction de l'offre et de la demande et sur lesquelles les professionnels s'échangent différents types de contrats : soit « spot » (journaliers ou infra-journaliers) soit « à terme » (ou « futures »), contrats à échéance plus lointaine (mensuelle ou trimestrielle par exemple). Ils ne sont finalement utilisés qu'à la marge par les fournisseurs, pour ajuster leur approvisionnement aux besoins de leurs clients, car ils génèrent une très forte volatilité des prix (peu compatible avec la prévisibilité nécessaire).

Le marché de détail est celui sur lequel s'approvisionnent les consommateurs finaux, professionnels et particuliers. Il offre la possibilité de souscrire deux types d'offres de fourniture : les TRV et les offres à prix du marché.

Notons qu'actuellement, seuls les particuliers ont encore accès aux TRV de gaz mais pour leurs contrats en cours et jusqu'en juin 2023 seulement.

2. Comment se compose le prix du gaz naturel pour le consommateur ?

Le prix du gaz pour les consommateurs, qu'ils soient particuliers ou non, ayant souscrit aux TRV ou à une offre de marché, est la somme de trois postes de coûts, représentant chacun environ un tiers de la facture.

- **Les coûts de l'acheminement du gaz (transport, distribution, stockage) :**
 - les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie – CRE (identiques pour tous les fournisseurs) ;
 - le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage est déterminé par les opérateurs (identique pour tous les utilisateurs).
- **Les coûts de fourniture du gaz :**
 - coûts d'approvisionnement du fournisseur ;
 - coûts de commercialisation (prix de vente et rémunération).

⁴ Sous réserve du respect de certaines obligations de service public.

⁵ Source : Observatoire 4T 2021 « Les marchés de détail de l'électricité et du gaz » CRE.

C'est le seul poste qui peut varier d'un fournisseur à l'autre.

• **Des taxes et une contribution :**

- **la contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**, fonction des coûts d'acheminement du gaz jusqu'à l'adresse du consommateur ;
- **la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN)**, fonction de la consommation ;
- **la taxe sur la valeur ajoutée (TVA)** : à 5,5 % sur le montant de l'abonnement et la CTA et à 20% sur le montant de la consommation et la TICGN.

3. Comment est calculé le tarif réglementé de vente ?

La loi prévoit que les TRV couvrent les coûts du fournisseur historique qui les commercialise⁶. Ainsi, la CRE calcule l'évolution des coûts d'approvisionnement d'Engie selon une formule qui prend en compte celles :

- du prix du pétrole (Brent) ;
- des prix du gaz sur le marché de gros ;
- du taux de change dollar/euro⁷.

Le pétrole représente environ un quart de ce coût théorique tandis que les contrats de « futures » de gaz naturel en constituent les trois quarts.

Ces tarifs sont réévalués tous les mois pour Engie et trimestriellement pour les ELD (cf. encadré p. 12).

4. Pourquoi une telle flambée des prix depuis l'été 2021 ?

La première cause est la très forte demande de ressources énergétiques, dont le gaz, générée par le redémarrage simultané des économies mondiales après la crise sanitaire ; forte demande qui s'est traduite par une augmentation du prix du MWh de plus de 200 % sur les marchés de gros à l'automne.

S'y ajoute l'envolée des prix des quotas d'émission de CO2 en Europe, (les « droits à polluer » qui s'échangent sur les marchés européens) qui a fait progresser la consommation de gaz pour la production d'électricité au détriment du charbon.

Enfin, l'Europe a connu l'année dernière un hiver

⁶ Art. L.445-3 du code de l'énergie.

⁷ Les cotations du pétrole et du gaz étant libellées en dollars.

⁸ Source : Observatoire 4T 2021, CRE, déjà cité.

⁹ Mais fortement importatrice pendant les pics de consommation d'hiver.

froid et long qui a entraîné une augmentation de la consommation de chauffage par gaz au cours des premiers mois 2021 et les stocks n'ont pu être totalement reconstitués durant l'été en raison de la forte demande mondiale précédemment évoquée.

Pour faire face à cette flambée des prix du gaz, le Gouvernement a décidé de bloquer les TRV à partir du 01/11/2021 jusqu'au 30/06/2022 puis jusqu'à fin 2022, à leur niveau du 01/10/2022.

Ce blocage bénéficie à certaines collectivités locales : celles ayant souscrit des offres de marché indexées sur les TRV.

II – Le marché de l'électricité



Chiffres clés au 31/12/2021⁸

Sont connectés au réseau d'électricité en France : 33,8 millions de sites résidentiels et 5,2 millions de sites professionnels dont 70 % fournis en offres de marché.

Les professionnels représentent plus de 60 % de la consommation annuelle, fournie à plus de 95 % en offres de marché.

1. La difficile introduction de la concurrence dans la production d'électricité

Contrairement au gaz naturel, la France produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme. Elle est le premier pays exportateur en Europe en 2021⁹. Pour autant, les controverses suscitées par l'ouverture à la concurrence de cette production furent nombreuses et virulentes au cours des années 2000 en raison d'une situation singulière : **en France, l'essentiel des moyens de production est détenu par EDF et notamment les centrales nucléaires**, que l'État n'a jamais envisagé de privatiser.

C'est pourquoi le Gouvernement et le Parlement français n'ont cessé d'intervenir dans l'organisation

de ce marché empiétant largement sur les prérogatives des autorités de régulation ; d'où **une réorganisation particulièrement complexe** car censée introduire la concurrence, finalement au niveau de la (seule) fourniture – compte tenu de l'avantage conservé par EDF en matière de production avec son parc nucléaire, et tout en préservant les consommateurs (industriels) de la hausse des prix du marché.

Il faut en effet rappeler qu'au début des années 2000, la très grande majorité des industriels gros consommateurs d'électricité ont adopté des offres de marché, persuadés que l'arrivée de nouveaux entrants avec des coûts moindres, obligerait EDF à baisser les siens. Mais la bourse européenne d'électricité (comme celle du gaz) établit des prix qui ont peu à voir avec les coûts des producteurs.

Le prix de l'électricité sur ce marché est en effet fixé en fonction du coût de la dernière source d'énergie utilisée¹⁰ ; règle imposée par Bruxelles pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Les moyens de production sont activés par ordre de coût d'utilisation croissant : d'abord les énergies renouvelables, puis l'hydraulique, le nucléaire et si cela ne suffit pas pour faire face à la demande, les centrales à gaz et charbon. Ainsi, lorsque la demande est forte, le prix d'équilibre en Europe est dépendant du coût de fonctionnement des centrales à gaz qui sont les plus onéreuses ; d'où son lien avec le gaz fossile et dans une moindre mesure avec celui des quotas d'émission de CO₂.

Un tel fonctionnement du marché explique la forte volatilité des prix et la déconvenue des industriels face à l'augmentation continue de la part « fourniture » dont le prix est indexé sur celui du marché de gros, de 2003 à 2008 ; alors que dans le même temps les coûts de production d'EDF connaissaient une hausse très limitée.

2. La mise en place d'un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique : l'ARENH

Le compromis trouvé entre Paris et Bruxelles aboutit au vote de la loi NOME du 07/12/2010¹¹ qui assure aux fournisseurs alternatifs¹² un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit ARENH, pendant une période de 15 ans à compter

¹⁰ Pour une analyse détaillée, cf. « Marché de l'électricité : comment se forment les prix ? », déjà cité.

¹¹ Loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

¹² Ainsi qu'aux ELD (cf. encadré page 12).

¹³ Art. L 337-7 du code de l'énergie.

du 1er juillet 2011 et limité en volume.

Jusqu'en 2025, EDF est donc contrainte de mettre à la disposition de ses concurrents sur le marché français environ un quart de sa production nucléaire qu'elle leur vend à un tarif plafonné par les pouvoirs publics (équivalent à son coût de production), fixé à 42€/MWh depuis 2012 (cf. encadré p. 10).

Le volume maximal pouvant être cédé est déterminé par arrêté ministériel après avis de la CRE, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de production d'électricité et de sa fourniture, et dans l'objectif de contribuer à la stabilité des prix pour le consommateur final. Ce volume global maximal a été fixé à 100 térawattheures (TWh) par an (cf. encadré p. 10).

3. La suppression progressive des tarifs réglementés de vente d'électricité

La loi de 2019 entérine la suppression des TRV. Depuis 2016, les « consommateurs finals non domestiques » n'étaient contraints aux offres de marché que pour leurs sites souscrivant une puissance de compteur supérieure à 36 kilovoltampères (kVA).

Depuis le 1^{er} janvier 2021¹³, ne peuvent continuer à bénéficier des TRV :

- que ceux qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaire, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros ; pour les collectivités locales, les recettes retenues sont celles issues de la dotation globale de fonctionnement et des taxes et impôts locaux,
- et pour leurs seuls sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Par conséquent, les collectivités locales qui emploient 10 salariés ou plus ou dont les recettes annuelles sont supérieures à 2 millions d'euros, ont désormais obligation de souscrire une offre de marché quelle que soit la puissance souscrite pour leurs sites.

4. Comment est composé le prix de l'électricité pour le consommateur ?

Le prix de l'électricité sur le marché de détail a trois composantes principales intervenant pour un tiers chacune environ.

- **L'acheminement de l'électricité**, depuis le lieu de production jusqu'à l'adresse du consommateur, via les réseaux de transport et de distribution de l'électricité. Son prix, ou **tarif d'utilisation des**

réseaux publics d'électricité (TURPE), est fixé par décision ministérielle sur proposition de la CRE et dépend de la catégorie du client. Il est le même quel que soit le fournisseur d'électricité.

- **La fourniture de l'électricité (abonnement et consommation)**, dont le prix comprend :
 - les coûts d'approvisionnement supportés par le fournisseur. C'est cette part qui a augmenté lors de l'évolution du 01/02/2022 pour le TRV ;
 - les coûts de commercialisation (vente et rémunération) du fournisseur.

C'est le seul élément du prix qui peut varier d'un fournisseur à l'autre.

- **Des taxes et une contribution :**
 - **la contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**, qui est un pourcentage de la part fixe du tarif d'acheminement. Elle finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières ;
 - **la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)**, proportionnelle à la consommation facturée. C'est cette taxe que l'État a baissée en 2022 dans le cadre du bouclier tarifaire (cf. encadré p. 10) ;
 - **les taxes communales et départementales sur la consommation finale d'électricité (TCCFE et TDCFE)**¹⁴, proportionnelles à la consommation et reversées aux communes et aux départements pour financer des opérations de renforcement et de développement des réseaux électriques ;
 - **la taxe sur la valeur ajoutée (TVA)**, à 20 % sur la consommation et sur les TCCFE, TDCFE et TICFE, et 5,5 % sur le montant de l'abonnement et la CTA.

5. Comment sont calculés les TRV ?

Depuis fin 2015, les barèmes de TRV sont établis par la CRE et proposés aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Selon l'article L. 337-6 du code de l'énergie, ils sont calculés « *par addition du prix d'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité¹⁵, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture¹⁶* ».

Cette méthode de tarification dite par empilement qui consiste à additionner les coûts des différentes composantes de la filière¹⁷, vise à garantir la « contestabilité » de ces tarifs, autrement dit, la faculté pour les fournisseurs alternatifs d'être compétitifs et de pouvoir proposer des tarifs inférieurs. Elle est par ailleurs censée permettre de facturer à chaque client un tarif reflétant les coûts qu'il génère.

Ce principe de contestabilité conjugué à la méthode de calcul elle-même, aujourd'hui très critiquée y compris par la CRE¹⁸, peut donc entraîner une hausse des tarifs règlementés en cas d'augmentation des prix sur les marchés de gros, liée notamment à l'accroissement des prix des matières premières et à laquelle s'ajoute, le cas échéant, une augmentation du prix des garanties de capacité.

6. Pourquoi les offres de marché subissent une telle hausse malgré la part ARENH ?

Les offres de fourniture au marché sont proposées par tous les fournisseurs (il en existe une quarantaine), qu'ils soient alternatifs ou historiques.

Une offre de marché a deux composantes : une part fourniture (prix du marché) et une part ARENH (prix ARENH). L'offre globale est d'autant plus avantageuse pour le client que la part ARENH est importante.

Or, depuis plusieurs années et plus encore en 2022 compte tenu de l'envolée des prix du marché, cette part ARENH doit être écrêtée car la demande des fournisseurs est supérieure au volume maximal autorisé par la CRE.

Ainsi, la CRE a annoncé le 01/12/2021 que la demande 2022 atteignait 160 TWh pour un volume maximal de 100 TWh, soit un taux d'écrêtement de

¹⁴ Elles sont supprimées en loi de finances pour 2021 et intégrées progressivement dans la TICFE via une part communale et une part départementale.

¹⁵ Pour acheter de l'électricité, un fournisseur doit acquérir un certificat de capacité, garantissant qu'il a investi dans des capacités de production sécurisant l'approvisionnement.

¹⁶ Cf. « Les tarifs de l'électricité et du gaz naturel », Dossier de la CRE, juin 2021.

¹⁷ La CRE applique les principes de la tarification par empilement à chaque composante de la structure des tarifs pour chaque puissance de chaque option tarifaire.

¹⁸ Notamment parce qu'elle est inadaptée à un contexte de forte volatilité des prix.



37,6 % pour chaque fournisseur¹⁹. Ce qui se traduit dans les contrats par une part ARENH qui non seulement diminue mais doit être compensée par une part achetée par le fournisseur sur les marchés en décembre 2021.

Cet écrêtement a donc un coût important pour le client :

- qui doit renouveler son contrat en 2022 (car il subit l'écrêtement de sa part ARENH en plus de la forte volatilité du marché qui a atteint 400/MWh en décembre) ;
- dont le contrat signé en 2020 se poursuit en 2022 (car il subit l'écrêtement et son complément au prix du marché).

En conclusion, l'incroyable complexité du fonctionnement du marché de l'électricité depuis son ouverture à la concurrence²⁰, sur lequel les pouvoirs publics n'ont désormais que peu de moyens de régulation, doit être prise en compte pour comprendre la flambée des prix que nous connaissons depuis la fin de l'été 2021.

III – Les compétences des collectivités territoriales dans le domaine de l'énergie

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie n'a pas remis en cause le rôle des collectivités territoriales²¹. Leurs compétences dans le domaine de la distribution d'électricité et de gaz ont été réaffirmées par la loi du 10/02/2000 et sensiblement élargies depuis dans le domaine de la production d'électricité et plus encore, dans celui de la maîtrise de l'énergie.

1. Les collectivités territoriales, gestionnaires des réseaux publics de distribution

Les collectivités territoriales, propriétaires des ouvrages de réseaux publics de distribution, sont **autorités organisatrices (ou « concédantes ») de distribution d'énergie (AODE)**²². Elles peuvent transférer cette compétence à un établissement

Les mesures prises à destination des collectivités locales pour faire face à la flambée des prix de l'électricité

Mise en place d'un « bouclier tarifaire » à compter du 01/02/2022 :

- limitation de la hausse moyenne des tarifs réglementés à + 4 % TTC, d'abord pour les seuls particuliers, puis étendue aux clients non résidentiels, dont les collectivités locales bénéficiant de ces TRV ;
- baisse de la TICFE pour l'ensemble des consommateurs, y compris non résidentiels, qu'ils bénéficient des TRV ou non, du 01/02/2022 au 31/01/2023 inclus.

Augmentation du volume de l'ARENH : + 20 TWh

Jusqu'à présent limité à 100 térawattheures (TWh) par an, le volume maximal pouvant être cédé aux fournisseurs alternatifs a été augmenté en 2022 pour passer à 120 TWh ; mesure qui devrait bénéficier à l'ensemble des consommateurs.

Afin de limiter les pertes pour EDF, le tarif de vente fixé depuis 2012 à 42 €/MWh passe à 46,2/MWh ; un tarif encore très inférieur aux prix du marché.

public de coopération intercommunale (EPCI), généralement un syndicat, qui devient alors propriétaire du réseau. Pour des raisons de taille efficiente, le regroupement des syndicats intercommunaux à la maille départementale a été privilégié.

Ce service public de distribution peut être géré en direct par le biais d'une régie municipale ou intercommunale, ou en ayant recours à un contrat de concession, dont le régime est strictement encadré.

¹⁹ Contre 32 % en 2020 et 2021 et 24 % en 2019.

²⁰ Présentée ici dans ses grandes lignes seulement. Pour une analyse plus détaillée, cf. « Marché de l'électricité : comment se forment les prix ? » déjà cité.

²¹ Pour une analyse détaillée, cf. Rapport d'information du Sénat n°623 du 04/06/2013.

²² Art. L.2224-31 du CGCT et L.322-4 du code de l'énergie.

Depuis la loi de nationalisation de 1946²³ qui a créé le monopole public d'EDF et de GDF, ce rôle de concessionnaire est confié à ces deux entreprises, et plus précisément, depuis la libéralisation du marché de l'énergie, aux gestionnaires de leur réseau, Enedis et GRDF. Cependant, la loi de 1946 a prévu des dérogations à la nationalisation en autorisant les structures d'intérêt public (détenues majoritairement par les collectivités locales ou l'État)²⁴, gestionnaires de réseau avant la nationalisation, à maintenir leur activité. Comme de nouvelles structures ne pouvaient être créées et que certaines ont disparu ou se sont regroupées, leur nombre est resté limité et elles ne sont finalement présentes que sur 5 % du territoire, non desservies par Enedis et GRDF. **Ces « distributeurs non nationalisés » sont actuellement appelés « entreprises locales de distribution – ELD** et peuvent avoir différents statuts (cf. encadré page 12).

2. Les collectivités territoriales, productrices d'électricité et désormais au cœur de la transition énergétique

Alors que l'activité de production d'électricité est ouverte à la concurrence, la loi du 10/02/2000, complétée depuis par plusieurs textes législatifs, élargit le champ de compétences des collectivités territoriales en la matière.

Ainsi, selon l'article L.2224-32 du CGCT sous réserve que l'électricité produite ne soit pas vendue à des clients éligibles (marché concurrentiel oblige), une commune ou un EPCI peut « aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter » toute nouvelle installation, quelle que soit sa puissance, utilisant de l'électricité produite par les énergies renouvelables²⁵, notamment hydraulique, éolienne, solaire thermique ou photovoltaïque, géothermique, biomasse.

En outre, la loi de 2000 fait obligation à EDF ainsi

qu'aux ELD d'acheter les productions d'électricité issues du traitement des déchets, des énergies renouvelables et de la cogénération.

Le rôle des collectivités territoriales en matière de développement durable et de maîtrise de l'énergie est confirmé voire amplifié par plusieurs lois ultérieures et notamment les deux lois « Grenelle » de 2009 et 2010 qui élargissent leur champ de compétences dans le domaine de la politique énergétique en les incitant à développer des actions de maîtrise de l'énergie²⁶.

De plus, la seconde loi Grenelle étend la compétence de production des énergies renouvelables aux départements, régions et EPCI, à condition que l'électricité produite soit destinée pour leur propre usage ou revendue à EDF ou à une ELD.

Ce sont ensuite **la loi MAPTAM de 2014 complétée par la loi NOTRe de 2015²⁷** qui ont fait évoluer les compétences des collectivités territoriales et de leurs EPCI :

- désormais, les métropoles et les communautés urbaines sont compétentes en matière de contribution à la transition énergétique et de maîtrise de la demande en énergie tandis que tous les EPCI à fiscalité propre de plus de 20 000 habitants ont obligation d'élaborer un Plan climat-air-énergie territorial (PCAET) ;
- la région doit intégrer le volet climat-air-énergie dans son SRADDET²⁸ ;
- la compétence d'AODE, pour le gaz, l'électricité et les réseaux de chaleur²⁹, doit être transférée par les communes aux métropoles et communautés urbaines (et de manière facultative aux communautés d'agglomération et de communes).

S'y ajoutent enfin les obligations imposées par la récente loi Climat et résilience de 2021³⁰, notamment en matière de rénovation énergétique des bâtiments publics.

²³ Loi du 08/04/1946.

²⁴ Art. 23 de la loi de 1946.

²⁵ Définies notamment à l'art. L.211-2 du code de l'énergie.

²⁶ Loi du 03/09/2009 et loi du 12/07/2010. Pour aller plus loin, cf. Rapport du Sénat déjà cité.

²⁷ Loi du 27/01/2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles et loi du 07/08/2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

²⁸ Schéma régional de développement durable et d'égalité des territoires.

²⁹ La loi du 15/07/1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur, donne aux collectivités la possibilité de réaliser des installations pour alimenter des réseaux de chaleur.

³⁰ Loi du 28/08/2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.

Les entreprises locales de distribution - ELD -

Elles ont en charge la gestion et l'entretien des réseaux détenus en propre par les collectivités et conservent leur monopole d'acheminement et de fourniture sur la zone de desserte. Certaines sont productrices d'électricité. Elles peuvent cumuler leurs activités¹.

En tant que fournisseurs, elles ont accès aux tarifs ARENH et leurs offres se basent sur les TRV. On en compte environ 130 dont une vingtaine pour le gaz (certaines étant actives sur les deux).

Les régies municipales ou intercommunales : la gestion se fait en direct par la collectivité avec ses propres moyens. Cependant, comme il s'agit d'un service public industriel et commercial (SPIC), la régie dispose de l'autonomie financière et d'une personnalité morale. Les comptes sont donc retracés dans un budget propre voté par un conseil d'administration. La base de données DGFIP en recense 61. Leur budget total est de 279 millions d'euros et leur principale recette provient de la vente d'électricité et de gaz (177 millions d'euros)².

Les sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE), qui datent de 1940, ont pour origine les coopératives d'électricité agricoles créées pour l'organisation de la distribution en zone rurale. Après plusieurs fusions, on en recense 12 en 2021³. Une convention de concession et un cahier des charges lient la SICAE à la collectivité concédante qui exerce un droit de contrôle.

Les entreprises publiques locales (EPL) sont des sociétés anonymes à capital majoritairement public. 54 sont gestionnaires du réseau électrique et/ou gazier, dont 50 sous forme de société d'économie mixte (SEM) à capital majoritairement public et 4 sous forme de société publique locale (SPL) à capital 100 % local⁴. Elles exercent souvent d'autres activités que la seule distribution : la production d'énergies renouvelables, notamment.

Les collectivités locales et l'achat d'énergie

Comme vu page 8, seul un nombre réduit de collectivités peut encore prétendre à l'achat d'énergie aux tarifs règlementés. Elles sont désormais majoritairement soumises aux offres de marché et peuvent donc mettre en place des stratégies d'achat différenciées.

L'association AMORCE a publié en avril 2021 un observatoire des offres de marché⁵. Cette étude s'appuie sur les résultats d'une enquête menée auprès de plusieurs dizaines de collectivités et d'acheteurs publics. Elle décrypte notamment les différentes stratégies d'achat des collectivités locales.

Sur les stratégies générales d'achat d'électricité⁶ trois principaux enseignements peuvent être tirés :

91 % des répondants achètent leur énergie de manière groupée (80 % pour les communes et communautés de communes). À noter que pour les achats groupés, à 58 % les coordonnateurs sont des syndicats d'énergie.

69 % des acheteurs ont fait le choix de mettre en concurrence les sites encore éligibles aux tarifs règlementés de vente.

78 % des acheteurs publics se fournissent au moins partiellement en électricité renouvelable. Pour 89 % d'entre eux la principale motivation était de contribuer aux objectifs de planification ou labélisation du territoire.

Sur la durée et la négociation des contrats d'électricité, trois principaux enseignements peuvent également être tirés :

Dans 64 % des cas (91 % pour le gaz) les prix sont fermes sur la durée des marchés (et non indexés sur un indice). À noter, dans 27 % des cas le prix est indexé sur le prix de l'ARENH.

Les marchés sont essentiellement conclus pour des durées de deux ou trois ans.

¹ Sous réserve d'une zone de desserte qui n'excède pas 100 000 habitants. Dans le cas contraire, la distribution et la fourniture doivent être gérées par deux personnes morales distinctes.

² Cf. page 26 sur les budgets des régies.

³ fnsicae.asso.fr

⁴ Source : « Panorama des EPL engagées dans la transition énergétique », Fédération des EPL, 2022.

⁵ Observatoire des offres de marché pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics (électricité et gaz naturel), AMORCE, avril 2021.

⁶ Pour les données sur l'achat de gaz voir l'étude d'AMORCE.

Partie 2 : l'énergie, quel équilibre pour les collectivités locales entre dépenses contraintes et potentielles recettes ?

Alors que les prix de l'énergie s'envolent, la contrainte qu'ils font peser sur les budgets locaux se resserre. Nombre d'associations d'élus sont montées au créneau pour alerter les pouvoirs publics sur ce risque budgétaire. Les comptes des collectivités locales sont en effet touchés à travers différentes dépenses (chauffage, éclairage, ...), et pour certains services (établissements scolaires, ...) ou territoires (zone de montagne, ...) la pression peut être relativement forte.

Néanmoins ce contexte économique ne doit pas faire oublier que le secteur de l'énergie est également source de recettes pour les collectivités locales ; les ressources fiscales en sont la preuve la plus visible mais les retombées économiques liées à la production d'énergie sur les territoires ne doivent pas être négligées.

I – Les collectivités locales face aux dépenses d'énergie¹

Compte tenu des enjeux liés à la crise énergétique, un état des lieux chiffré de l'exposition des collectivités locales et de leurs groupements aux dépenses d'énergie paraît indispensable.

Il existe en effet des profils de « consommateurs » très diversifiés, au regard des nombreux critères (géographiques, compétences portées...) agissant sur leurs besoins et donc leurs consommations en énergie.

En parallèle, les différentes composantes de l'énergie (électricité, gaz, fioul, autres carburants...) sont soumises à des marchés et des tarifs différenciés, qui ont un impact sur les niveaux de dépenses.

L'évolution des dépenses d'énergie reflète

l'association de ces deux éléments, volume et prix, sur lesquels les collectivités locales ont plus ou moins de marges de manœuvre.

1. Une diversité de collectivités « consommatrices »

Les collectivités locales dans leur ensemble (communes, départements, régions, collectivités territoriales uniques - CTU, ainsi que leurs groupements avec ou sans fiscalité propre - GFP et GSFP - et les établissements publics territoriaux - EPT) utilisent les ressources énergétiques afin de faire fonctionner les équipements publics et d'assurer les services à la population.

Les besoins sont donc différents d'une collectivité à l'autre en fonction des compétences que chacune porte, conduisant à des masses financières et des impacts budgétaires hétérogènes.

Ainsi, **dans les budgets 2021, les dépenses d'énergie représentent 4,4 milliards d'euros toutes collectivités locales confondues, soit une moyenne de 62 euros par habitant** (contre 53 euros par habitant en 2010, en progression moyenne annuelle de 2,1 % sur les 12 années).

Par niveau de collectivités, ces dépenses affichent des montants allant de 2 euros par habitant pour les régions et CTU jusqu'à 44 euros par habitant pour les communes, niveau qui délivre le plus de services publics en direct et gère le plus d'équipements de proximité.

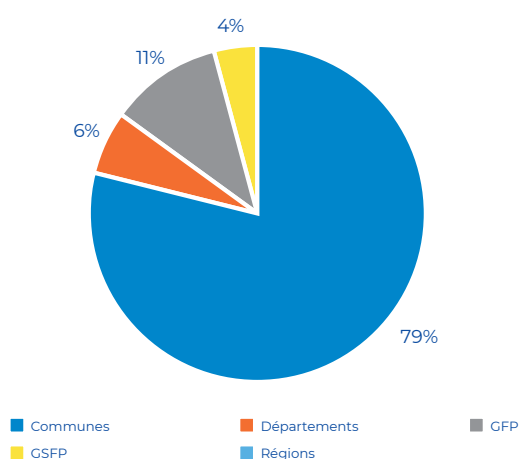
Si les montants ont augmenté de façon homogène, de 2 à 3 euros en moyenne pour chaque niveau de collectivités durant les 12 dernières années, la répartition des charges d'énergie a, quant à elle, évolué : le poids des dépenses communales, toujours majoritaire en 2021 (69 %), a cependant été réduit de 10 points par rapport à 2010, les autres

¹ Les dépenses prises en compte dans cette analyse sont les comptes de fonctionnement « combustibles », « carburants », « chauffage urbain », « électricité – énergie » (appelé dans l'étude dépenses d'électricité), adaptés à chaque nomenclature. Pour les collectivités en nomenclature « abrégée » les comptes ne sont pas toujours disponibles ; une clé de répartition a donc été adoptée pour les communes de moins de 500 habitants sur les fournitures non stockables.

niveaux de collectivités voyant s'accroître le leur : +2 points pour les départements, + 3 points pour les régions et CTU et + 5 points pour les GFP.

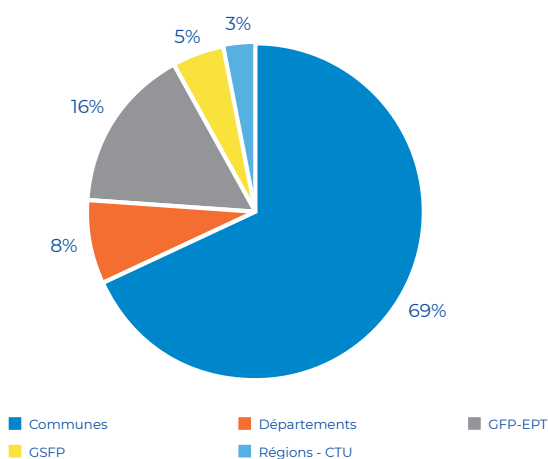
Ces différences s'expliquent essentiellement par les réformes institutionnelles qu'ont connues les collectivités depuis 2010, impactant à la fois leur nombre et leur taille, mais imposant également de nouveaux transferts de compétences (lois Maptam et NOTRe, notamment).

Répartition des dépenses d'énergie par type de collectivités locales en 2010



Source : balances comptables fournies par la DGFIP

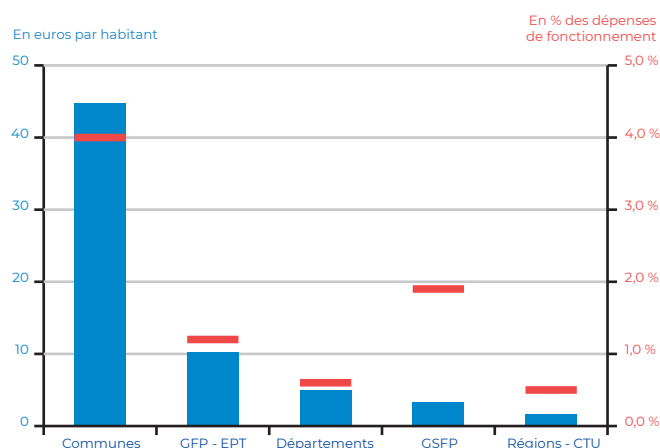
Répartition des dépenses d'énergie par type de collectivités locales en 2021



Source : balances comptables fournies par la DGFIP

Rapportées aux charges de fonctionnement, les dépenses d'énergie présentent en outre des écarts importants par type de collectivités, avec des poids variant de 0,5 % pour les régions et CTU à 4,0 % pour les communes en 2021. **En moyenne, toutes collectivités locales confondues, elles représentent 2,2 % des dépenses de fonctionnement².**

Dépenses d'énergie par type de collectivités en 2021



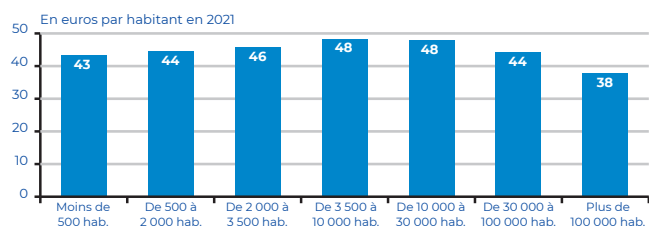
Source : balances comptables fournies par la DGFIP

Il convient cependant de souligner que l'analyse des budgets locaux **ne donne qu'une image incomplète de la réalité** : en effet, les dépenses d'énergie d'équipements tels que les lycées et collèges ou les établissements sociaux et médico-sociaux sont en général couvertes par des dotations globalisées, dont le détail n'est pas connu ; de même, les dépenses des opérateurs publics ou privés en matière de mobilité ou de gestion des déchets ménagers ne sont prises en charge que par le biais des contributions d'équilibre apportées par les structures délégantes ; ceci explique en partie les montants apparemment faibles incombant aux collectivités non communales. À titre d'illustration, les dépenses d'énergie des collèges étaient estimées voici dix ans à près de 300 millions d'euros.

Collectivités les plus impactées par les dépenses d'énergie, les communes sont également exposées différemment à cette charge en fonction de leur taille : les communes de 3 500 à 30 000 habitants supportent en moyenne plus de dépenses d'énergie, l'écart allant de 2 euros par habitant comparativement à la strate inférieure, jusqu'à 10 euros par habitant par rapport aux communes de plus de 100 000 habitants. Ces communes sont en général celles qui sont le plus exposées aux charges dites de centralité qui se traduisent notamment par la gestion d'équipements et de services publics dont bénéficient également les habitants des communes voisines de plus petite taille, et qui n'ont pas été transférées à leur groupement contrairement à ce qui peut se produire dans des grandes villes (la voirie, par exemple, transférée de droit aux communautés urbaines et métropoles).

² Les dépenses de fonctionnement utilisées pour les calculs sont retraitées des flux croisés.

Dépenses d'énergie des communes par strate de population



Source : balances comptables 2021 fournies par la DGFIP

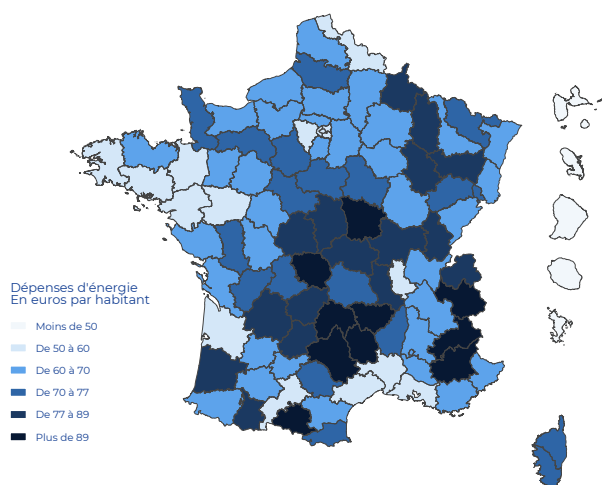
D'autres critères exogènes, comme la situation géographique des collectivités, conduisent à des consommations différenciées : besoins en luminosité ou en chauffage plus importants dans les zones moins ensoleillées et/ou plus froides par exemple, ou encore besoins en carburants plus importants pour les transports scolaires dans des zones rurales.

L'état de l'isolation de leur patrimoine ou, plus « à la main » des collectivités et de leurs groupements, **leur politique d'économie d'énergie, à travers le choix de leurs installations (pompe à chaleur, chaudière, radiateurs électriques par exemple), ou de leurs actions (arrêt ou modulation de l'éclairage public...)** font également, et logiquement, varier le recours à l'énergie.

L'approvisionnement peut lui aussi varier (achats groupés, autoconsommation... : cf. page 12 encadré sur les stratégies d'achat d'énergie).

Les dépenses d'énergie par département en euros par habitant

Données cumulées hors régions

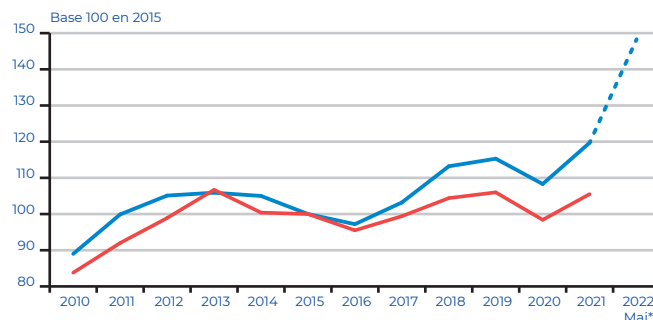


Carte réalisée avec Cartes & Données - © Artique
Source : balances comptables 2021 fournies par la DGFIP

2. Un impact du coût de l'énergie visible et difficile à limiter

Sur les 12 dernières années, les dépenses d'énergie des collectivités ont été nettement marquées par **les évolutions du prix de l'énergie.**

Évolutions comparées de l'indice des prix à l'énergie (bleu) et des dépenses d'énergie des collectivités locales (rouge)



Source : Insee, Indice des prix à la consommation et balances comptables fournies par la DGFIP.

* Indice des prix à mai 2022, donnée provisoire de l'Insee. Indice moyen sur les cinq premiers mois de 2022 : 142,7

Sur la base des chiffres de 2015 (base 100), on observe les mêmes tendances sur les deux courbes, avec une croissance importante jusqu'en 2013, puis un ralentissement sur 3 ans et une remontée des prix jusqu'en 2021 (hors impact de la crise sanitaire de 2020), année de forte progression des tarifs, qui devrait se poursuivre en 2022 et dont les effets se feront ressentir sur les dépenses des collectivités locales, le « bouclier tarifaire » mis en place par le Gouvernement³ ne les concernant guère.

Par ailleurs, en ce qui concerne les dépenses d'énergie indirectes via l'octroi de subventions globalisées (voir paragraphe page 14), la hausse des prix de l'énergie devrait se répercuter avec un décalage dans le temps, au moment du versement de l'aide.

Il existe une différence de niveau entre les courbes, notamment en fin de période. En effet, l'indice des prix à l'énergie a augmenté, par rapport à 2015, de 15 % en 2019, et jusqu'à 20 % pour 2021. Sur ces années, les dépenses d'énergie affichent + 6,0 % et + 5,5 % par rapport à 2015, soit un « effet volume » nettement positif qui semble bien traduire le succès des démarches engagées au cours de la décennie en matière de maîtrise des dépenses.

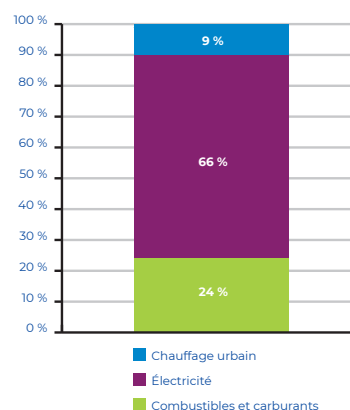
Les dépenses d'énergie des collectivités sont composées majoritairement des dépenses d'électricité (66 % en 2021), près d'un quart des dépenses concerne les charges de combustibles et carburants et près de 10 % sont issues du chauffage.

³ Cf. encadré « bouclier tarifaire » p. 10

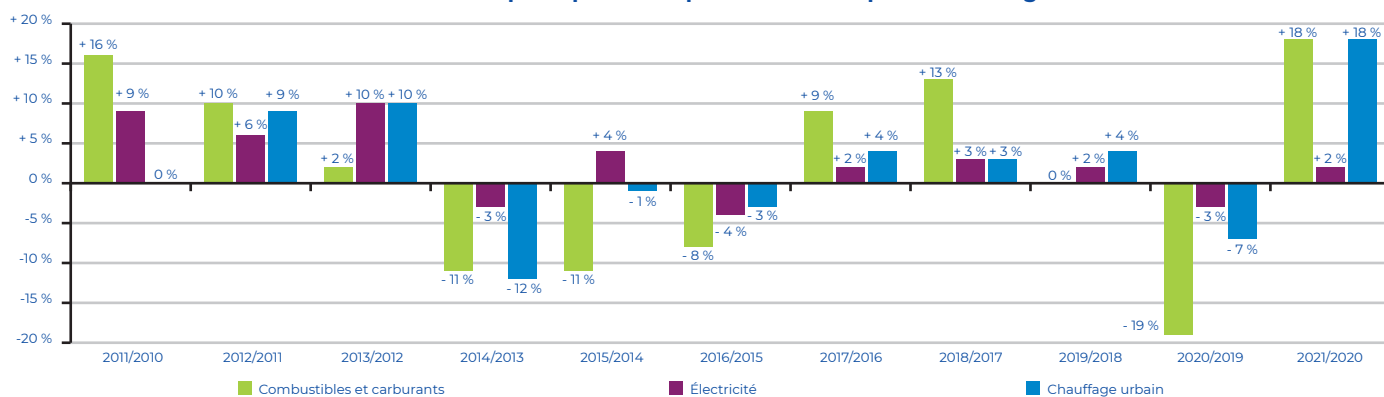
Sur la partie liée à l'électricité comme au gaz, l'ouverture des marchés à la concurrence a modifié et démultiplier les offres et les tarifs (cf. page 5).

Ainsi, en regardant les évolutions des différentes composantes des dépenses d'énergie des collectivités locales, les dépenses de combustibles et carburants ou liées au chauffage urbain sont beaucoup plus volatiles que celles liées à l'électricité depuis 2013.

Répartition par type de dépenses d'énergie en 2021



Variations des principales composantes des dépenses d'énergie



Source : balances comptables fournies par la DGFIP

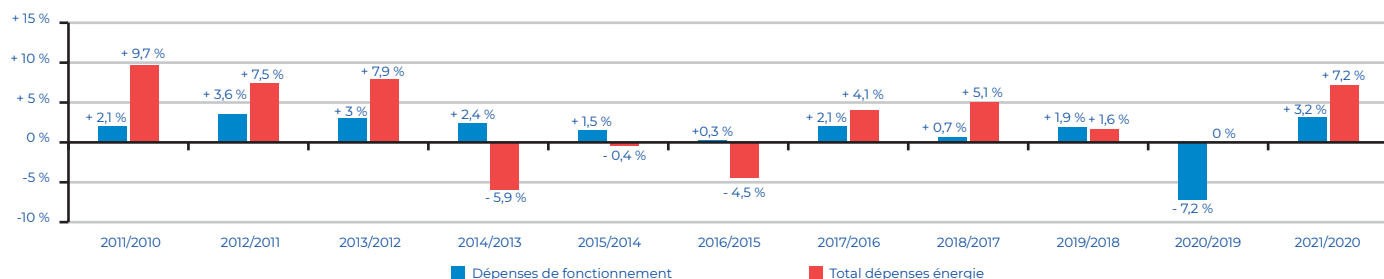
Un autre facteur vient expliquer ces différences de fluctuations et le ralentissement entre l'évolution des dépenses d'énergie, et celle des prix de l'énergie : il s'agit **des niveaux de consommation eux-mêmes**.

Lorsque l'on étudie les variations des dépenses d'énergie et celles des dépenses de fonctionnement, on observe un ralentissement, voire une diminution les années où les charges courantes devaient être contenues, notamment les années de baisse de la dotation globale de

fonctionnement. Il y aurait donc un acte volontariste des collectivités sur une partie de la dépense énergétique, qui permet de modérer leur volume dans un contexte de finances sous contraintes.

Mais derrière ces dépenses, c'est le bon fonctionnement des services publics qui est assuré. Du maintien de leur niveau dépend donc aussi la qualité de l'offre de service. Une baisse des consommations doit résulter d'une « meilleure consommation » liée à des économies d'énergie et non à moins de services.

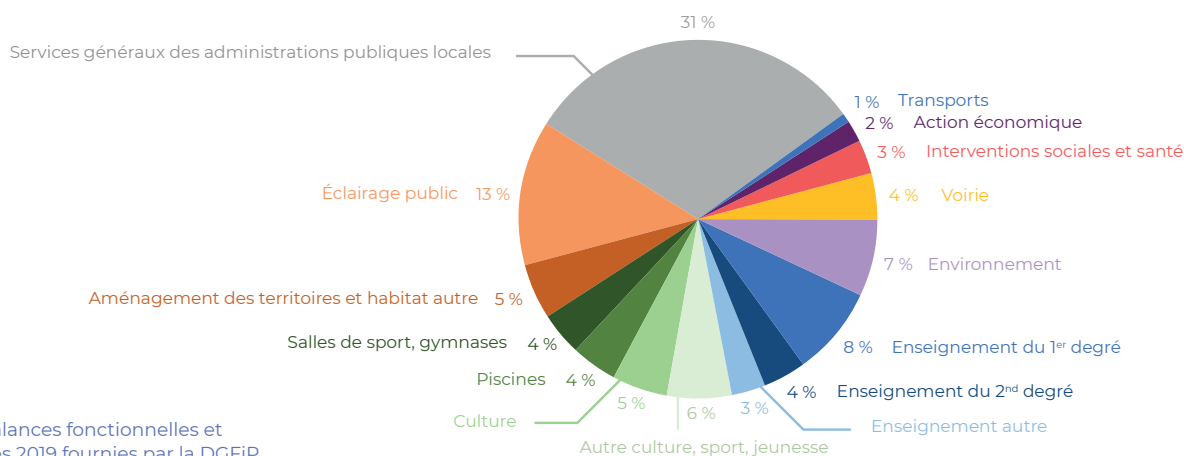
Variations comparées des dépenses d'énergie et des dépenses de fonctionnement



Source : balances comptables fournies par la DGFIP

L'analyse fonctionnelle⁴ des dépenses d'énergie pour 2019⁵, permet de cibler les services dont les besoins en énergie sont les plus importants :

Répartition des dépenses d'énergie en 2019 par grandes fonctions



Source : balances fonctionnelles et comptables 2019 fournies par la DGFIP

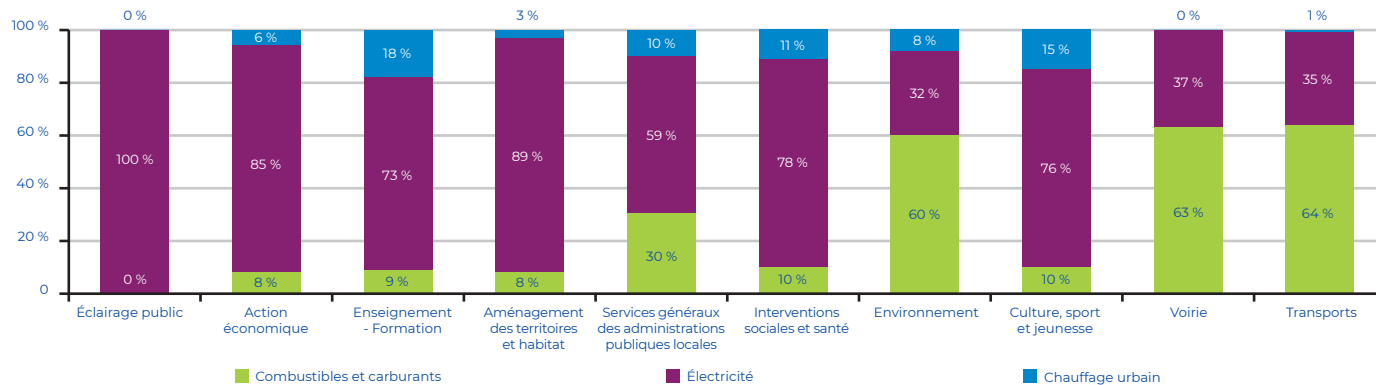
Ces dépenses étant parfois centralisées, faute d'informations détaillées, au niveau de l'administration générale, ce sont les services généraux des collectivités qui représentent la plus grande partie de la dépense avec 31 %.

Pour les fonctions plus ciblées, la culture, le sport et la jeunesse (19 %), l'enseignement (15 % ; dont

8 % pour celui du 1^{er} degré), l'environnement (7%) et l'éclairage public (13 %) sont les principaux domaines de dépenses d'énergie en 2019.

Les interventions des collectivités ne sont pas impactées de la même façon par des évolutions de tarifs, car chaque service ne requiert pas le même type d'énergie.

Composition par type de dépenses d'énergie en 2019



Source : balances fonctionnelles et comptables 2019 fournies par la DGFIP

Si pour certaines fonctions, des actions peuvent être menées afin de réduire la dépense (en matière d'éclairage public par exemple - cf encadré page suivante : remplacement des équipements par des leds et / ou avec détection de présence, ...), pour d'autres, seule une baisse de l'offre de service peut conduire à une baisse des volumes d'énergie, comme dans le cas extrême de l'année 2020, où la

réduction voire la fermeture des services publics, qui résultaient des décisions gouvernementales liées à la crise sanitaire, ont conduit à une baisse des dépenses d'énergie de 7,2 % pour les collectivités locales.

Les marges de manœuvre à disposition des collectivités locales permettant de limiter les

⁴ À noter que les références fonctionnelles sont soit issues des bases fonctionnelles fournies par la DGFIP, soit par la nomenclature, soit par les codes activités, notamment pour les budgets en M4 et pour les budgets annexes des collectivités de moins de 3 500 habitants pour lesquelles la ventilation fonctionnelle n'est pas disponible.

De plus, les éléments issus de la base fonctionnelle ont été triés selon une classification unique, permettant une analyse comparative entre les différents niveaux de collectivités, ignorant ainsi la différence de nomenclatures.

⁵ Les budgets principaux des collectivités de moins de 3 500 habitants, ainsi qu'une partie des budgets principaux des groupements sans fiscalité propre les moins peuplés (1 milliard d'euros de dépenses environ au total) ont été retirés du montant des dépenses d'énergie de 2019 (4,4 milliards d'euros) car non ventilables par fonction.

dépenses en énergie peuvent également exister, au niveau de l'approvisionnement par le choix d'un nouvel opérateur, ou en actions concrètes s'inscrivant dans une démarche de transition énergétique.

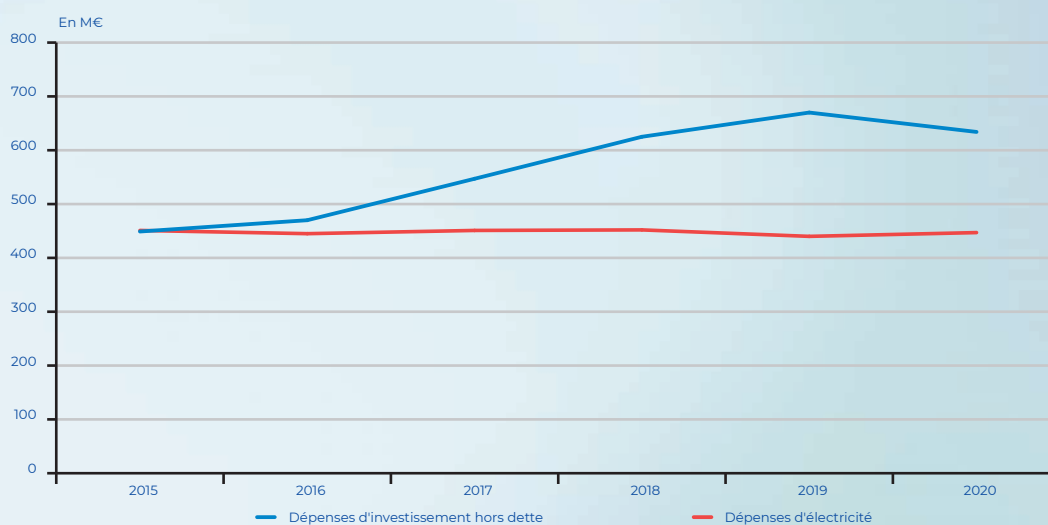
Cependant, certaines ont déjà beaucoup avancé dans la mise en place de systèmes d'économie d'énergie plus durables et pour la majorité qui a des marges de progression, les investissements parfois conséquents à effectuer au préalable peuvent être un frein non négligeable.

Les efforts d'investissement sur l'éclairage public

En ne prenant en compte que la fonction « éclairage public », des dépenses d'investissement en nette croissance sont observées entre 2015 et 2020 (+ 7,2 %). En parallèle, les dépenses d'électricité¹ de la même fonction sont quasiment stables sur la même période (- 0,1 %).

Au sein du bloc communal, les communes portent l'essentiel des dépenses d'électricité (72%) de l'éclairage public. En revanche, en matière d'investissement, même si elles en assument encore la majorité (55%), les syndicats en réalisent près d'un quart (contre 5% des charges d'énergie).

L'éclairage public : dépenses d'électricité et dépenses d'investissement hors dette



Périmètre : bloc communal (communes, groupements à fiscalité propre et syndicats)

Source : balances fonctionnelles 2015 à 2020, fournies par la DGFIP. Comptes non consolidés.

¹ Comptes d'énergie en fonctionnement vus précédemment, correspondant uniquement à l'électricité pour la fonction éclairage public.



Paroles d'expert

Les Travaux Publics, un secteur percuté par la hausse des coûts de l'énergie et des matériaux



Depuis le second semestre 2021, les entreprises de Travaux Publics font face à une hausse de leurs coûts de production inédite depuis plus de 40 ans.

En moyenne, tous types de travaux confondus, cette hausse atteint + 10 % en un an. Ce contexte inflationniste oblige à adapter la relation des entreprises avec leurs fournisseurs mais aussi leurs donneurs d'ordres, au premier rang desquels les collectivités locales : ceci touche à la fois des aspects contractuels et certaines mutations déjà à l'œuvre dans le secteur qui devraient encore s'accélérer.

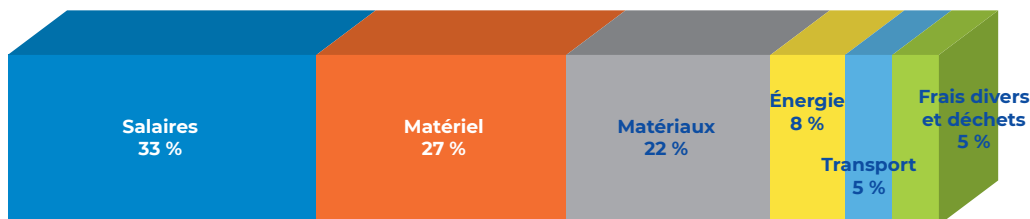
1. Quelle structure moyenne de coûts dans les TP ?

Dans les Travaux Publics, chaque chantier est différent. Néanmoins, il existe une mesure statistique de la structure moyenne de coûts pour les différentes activités du secteur. Celle-ci est réalisée par l'Insee et donne lieu à la publication officielle chaque mois d'index des

Travaux Publics. Ils servent principalement à actualiser et réviser les contrats entre l'entreprise et le client final. Au nombre de 22, ces index Insee sont calculés à partir des évolutions des indices des différents facteurs de production (travail, matériel, matériaux, énergie...) entrant dans la réalisation d'un ouvrage. Ils permettent donc d'approcher la réalité des coûts moyens de production pour les entreprises du secteur.

Indexer les marchés vise à prendre en considération l'évolution du coût de production de l'entreprise, à la hausse comme à la baisse. Dans la période actuelle de forte volatilité des matériaux ou de l'énergie, l'utilisation d'une clause de révision de prix est essentielle. D'ailleurs, une circulaire du 30 mars 2022 du Premier ministre passe un mot d'ordre très clair pour les marchés de l'État comme pour ceux des collectivités : une clause de révision des prix doit être intégrée dans tous les contrats de la commande publique à venir. Elle rappelle aussi la possibilité de modifier les contrats en cours, « lorsque la révision est nécessaire à la poursuite de leur exécution ».

Structure de coût dans le secteur des TP : l'exemple des travaux de grands terrassements (décomposition de l'index TP03a)



Source : Insee

Avec le retour d'une inflation prononcée, l'indexation des marchés de travaux (déjà obligatoire pour tous les marchés publics de plus de 3 mois) est désormais indispensable dans tous les nouveaux contrats, qu'ils soient publics comme privés. La volatilité des prix de l'énergie et des matières premières, très difficile à anticiper, peut en effet rapidement rompre l'équilibre économique d'un projet. Par exemple, entre janvier et avril 2022, soit en seulement 4 mois, les coûts de production dans les Travaux Publics ont progressé de + 5,6 %.

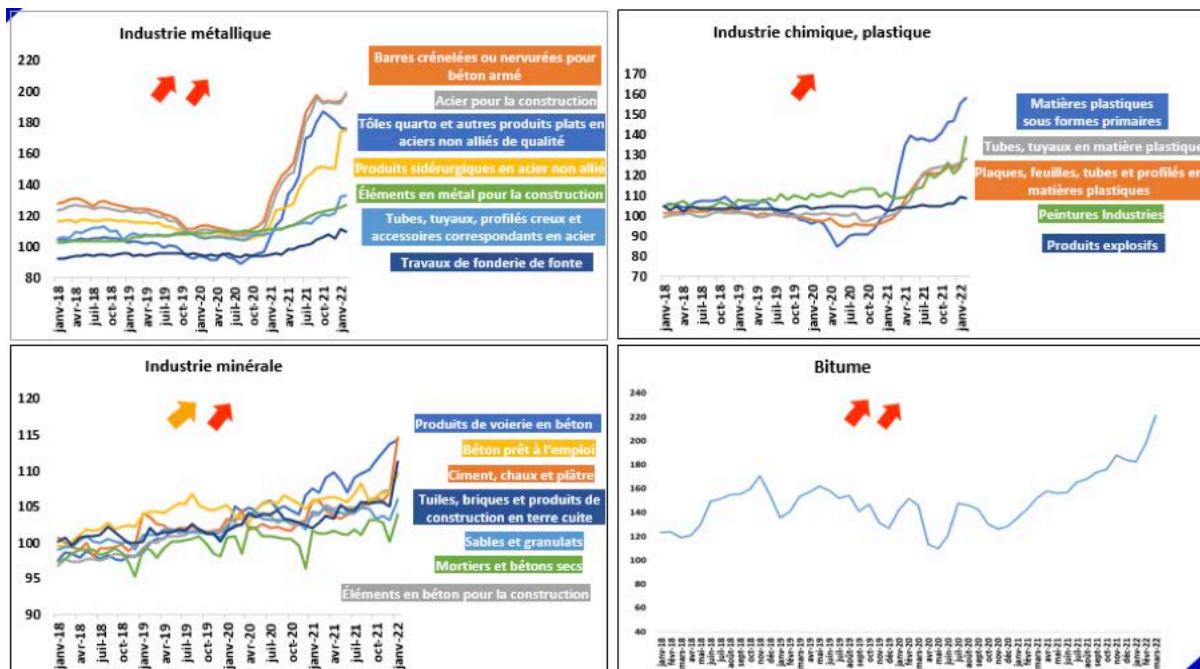
2. Hausse des prix de l'énergie : un impact direct et indirect via les matériaux mis en œuvre

L'énergie (hors transport amont) et les matériaux dans leur ensemble comptent pour 37 % en moyenne du prix de revient d'un chantier. Ces entrants ont donc un impact majeur, étant entendu que pour certaines activités, cette exposition peut être beaucoup plus forte. Le conflit ukrainien est récemment venu amplifier un phénomène d'inflation des coûts déjà marqué depuis le 2nd semestre 2021. Sur un

an (mars 2022/ mars 2021), l'indice composite de coût de production publié par l'Insee (TP01) progresse de + 10 %. Cette tendance est plus accentuée que pour le secteur du bâtiment (+5% environ pour le BT01) dont le poids en main d'œuvre est plus important, ce qui pondère l'évolution. Avec une part plus importante de l'énergie mais aussi de certains matériaux, l'inflation prise en compte dans les Travaux Publics progresse au contraire plus vite. Dès le déclenchement du conflit, un choc sur les prix du carburant routier et non routier (GNR) est intervenu. En moins d'un mois le prix du GNR est passé de 1,2 €/l TTC à plus d'1,6 €/l TTC avec un pic à près de 2 € au plus fort de la crise. La remise de 15 centimes accordée à partir du 1^{er} avril a d'abord ramené les prix vers le bas

mais ils sont depuis repartis sur des tendances haussières. Pour rappel, début janvier, un litre de GNR se vendait aux alentours d'1 € TTC. Côté matériaux, c'est pour les produits métalliques que la hausse est la plus spectaculaire, s'approchant d'un doublement pour certains types de produits (acier pour la construction ou barres crénelées pour béton par exemple). L'indice pour le bitume atteint également des sommets, en très forte progression depuis un an (près de + 50 % à fin mars). Dans le domaine des produits plastiques ou de la chimie, les hausses enregistrées sont de l'ordre de +20 à +5%. Enfin, pour l'industrie minérale, si l'inflation a été relativement contenue en 2021, une nette accélération est observée sur certains produits depuis janvier 2022 (ciment par exemple).

Évolution des indices de coût des principaux produits « amont » des Travaux Publics

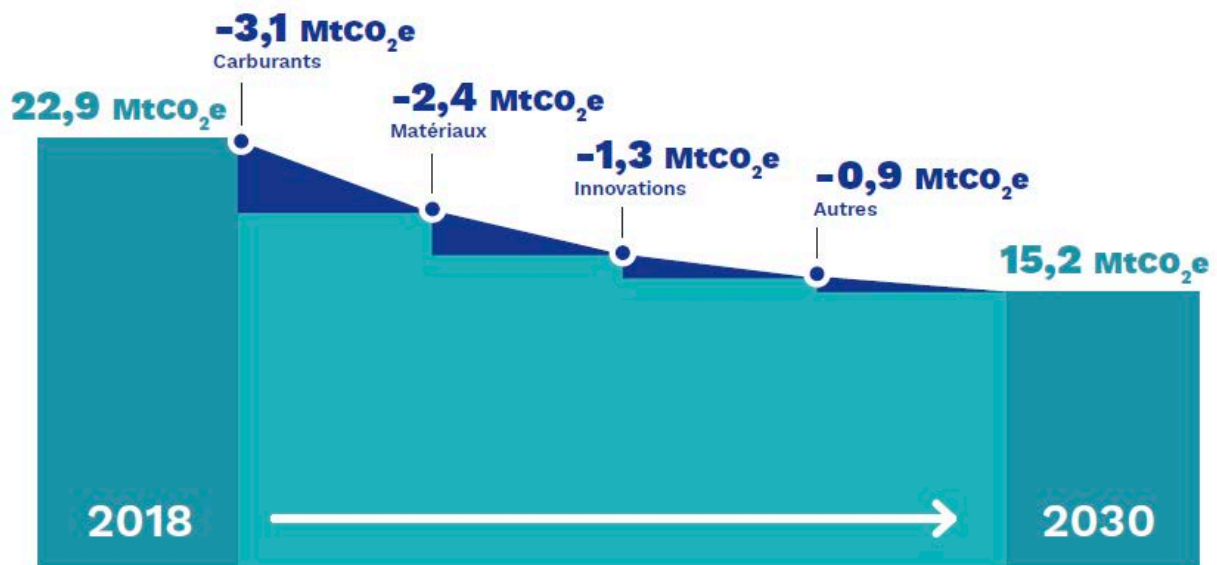


3. Accélérer la décarbonation des métiers et le recyclage des matériaux

Dans cette période de forte volatilité des prix des énergies et des matières, plusieurs axes stratégiques du secteur sortent renforcés : économiser de l'énergie, préserver des ressources en accentuant la part recyclée sont au cœur des enjeux des années à venir. Le secteur s'est ainsi engagé à réduire de 40% ses émissions de gaz à effet de serre à horizon 2030 en comparaison de 1990. Le premier poste d'émissions de gaz à effet de serre (GES) est

l'achat des matières premières et des produits utilisés sur les chantiers de construction des Travaux Publics : cela représente 54 % des émissions globales des activités de construction des Travaux Publics. L'énergie utilisée par les véhicules et engins de chantier représente le second poste de cette empreinte carbone, avec 4,8 millions de tonnes équivalent CO₂ (MtCO₂e), soit 20% du total des émissions de GES liées à l'acte de construire. Ils constituent donc des leviers essentiels pour décarboner les chantiers et pour diminuer la dépendance aux énergies fossiles ou à certains matériaux importés.

Une trajectoire de décarbonisation de l'activité des Travaux Publics



Enfin, répondre aux besoins de nos concitoyens doit se faire au maximum en faisant des économies de ressources, par exemple en privilégiant l'emploi de matériaux recyclés. L'économie circulaire est une nécessité pour le secteur des Travaux Publics mais aussi pour la filière dans son ensemble. Expérimenter le réemploi sur site, faire appel à plus de matériaux recyclés (aciers par exemple) font

partie des solutions d'avenir rendues encore plus pertinentes par le contexte actuel.

En effet, outre l'intérêt écologique évident de ces leviers d'action, ceci permettra aussi de rendre des activités entières moins sensibles et vulnérables à des chocs de coût externe ou à la disponibilité de certains matériaux.

II – L'énergie, une ressource pour les collectivités locales ?

Deux principales sources de recettes liées au secteur de l'énergie peuvent être identifiées : la recette fiscale et la recette tirée de la production locale d'énergie.

1. La fiscalité locale sur l'énergie : des recettes corrélées à la conjoncture (consommation, prix) sur lesquelles les collectivités ont peu de prise

- **Un poids relatif dans les recettes fiscales**

Une partie de la fiscalité locale repose sur

l'énergie via sa consommation, les équipements pour la produire ou encore la valeur ajoutée dégagée par les entreprises qui en produisent (cf. tableau synthétique page 22 avec description des différentes taxes : assiette, produit, bénéficiaire, indexation, levier).

Cinq taxes sont intégralement assises sur une « ressource énergétique » qu'il s'agisse de l'électricité, du gaz ou des carburants : l'imposition forfaitaire sur les pylônes, les impositions forfaitaires sur les entreprises de réseaux (IFER) du secteur énergétique, la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) et, outre-mer, la taxe sur les carburants. **Elles s'élèvent à près de 15 milliards d'euros en 2021, soit 9 % des recettes fiscales locales.** Leur évolution est très hétérogène car elle peut relever de la consommation électrique, des volumes de

carburants livrés ou du nombre d'installations ; certaines sont indexées sur l'inflation voire sur l'évolution du produit de la taxe foncière sur les propriétés bâties.

Les collectivités peuvent marginalement agir sur cette fiscalité. Les seuls leviers disponibles résident, pour les régions, dans la possibilité de moduler les tarifs d'une partie de la TICPE et de la taxe sur les carburants mais dans des limites déterminées par la loi et qui sont, au demeurant, atteintes dans la grande majorité des collectivités. Pour le bloc communal et les départements, la possibilité de voter des coefficients sur les tarifs de TICPE a été supprimée en loi de finances pour 2021. Ils peuvent cependant augmenter leur produit d'IFER en développant par exemple les installations de production d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux photovoltaïques...). Cette dernière recette à l'échelle nationale est relativement faible mais elle peut représenter localement une ressource conséquente pour la collectivité concernée.

Cinq autres taxes perçues par les collectivités sont assises partiellement sur une « ressource énergétique » : la taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) et la cotisation foncière des entreprises (CFE) qui reposent notamment sur la valeur locative des locaux et terrains des entreprises dont celles du secteur de l'énergie; l'octroi de mer qui est une taxe ultramarine indirecte sur les produits importés y compris les carburants, le gaz et l'électricité ; la TVA qui s'applique sur les prix de vente des produits y compris énergétiques et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) assise sur la valeur ajoutée produite par les entreprises dont celles du secteur de l'énergie.

La part du secteur de l'énergie dans ces dernières impositions est très difficile à évaluer. La seule information permettant de faire une estimation est la part de la branche « Industries extractives, énergie, eau, gestion des déchets et dépollution » dans la valeur ajoutée estimée à 2,7 % en 2020 par l'Insee¹. Les cinq taxes en question s'élèvent en 2021 à près de 90 milliards d'euros ; en appliquant de façon très théorique le pourcentage précité, c'est plus de 2 milliards d'euros de taxes supplémentaires liées au secteur de l'énergie qui pourraient être ajoutées aux 15 milliards précédemment décomptés.

Au total les recettes fiscales tirées du secteur de l'énergie peuvent être estimées à environ 17 milliards d'euros en 2021.

Leurs perspectives d'évolution à court terme sont pour la plupart dépendantes de l'inflation et de la consommation de produits énergétiques mais il serait intéressant de s'interroger sur l'évolution de ces recettes sur plus long terme. Par exemple, la pérennité du produit de TICPE ou de la taxe sur les carburants pose question : la transformation progressive des modes de déplacement, et notamment le développement du parc automobile électrique, laisse supposer une disparition progressive de cette recette dont le remplacement devra être envisagé. La TICPE représente 18,3 % des recettes fiscales pour les régions et 10,2 % pour les départements. À l'inverse, la fiscalité reposant sur les énergies renouvelables (IFER notamment) pourra être repensée compte tenu de son développement attendu.

- **Mais un poids qui peut être important pour une collectivité donnée**

Si ces recettes ne représentent pas un poids substantiel observé à l'échelle nationale, elles peuvent en revanche être significatives sur un territoire donné.

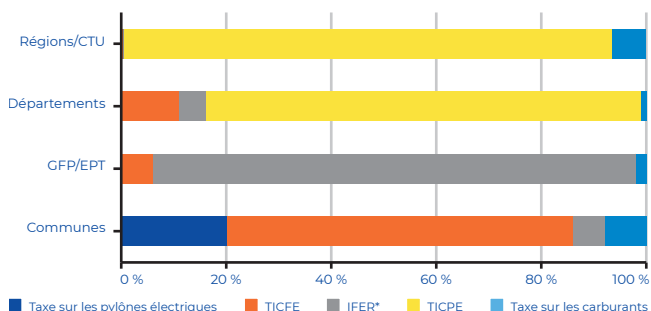
Ainsi **pour les communes**, les recettes fiscales intégralement assises sur une ressource énergétique (IFER, taxes sur les pylônes, TICPE, taxe sur les carburants) représentent en moyenne 2,4 % de leurs ressources fiscales (pour les communes percevant au moins une de ces taxes). Mais pour près d'un quart, cette fiscalité pèse plus de 10 % de la fiscalité totale (et même plus de 50 % pour 263 communes). Pour ce quart, il s'agit, à 65 %, de communes dont les recettes fiscales énergétiques sont uniquement composées de l'imposition forfaitaire sur les pylônes. Au global en revanche, la TICPE représente les deux tiers de la fiscalité énergétique communale.

Pour les groupements à fiscalité propre, la moyenne est de 2,2 %, et le poids dépasse les 10 % pour seulement 8 % d'entre eux. L'IFER représente au global 92 % des recettes énergétiques des groupements.

Pour les départements et les régions/CTU, compte tenu de la place importante de la TICPE (respectivement 83 % et 93 % de la fiscalité énergétique) dont le montant est d'environ 5 milliards d'euros pour chaque niveau, le poids moyen de la fiscalité énergétique dans la fiscalité totale est respectivement de 12,2 % et 19,6 %.

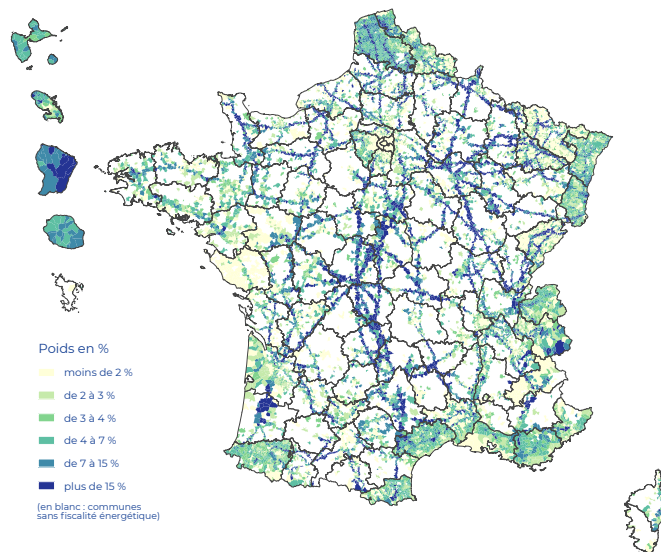
¹ Source : Insee, comptes nationaux 2020, VA par branche.

Répartition de la fiscalité énergétique par niveau de collectivités locales



Source : balances comptables, DGFIP 2021, budgets principaux.
 * Les IFER sont prises dans leur ensemble pour les communes, GFP, CTU. Pour les régions, compte tenu du poids prépondérant de l'IFER matériel roulant, ils n'ont pas été retenus comme une fiscalité énergétique régionale.

Poids de la fiscalité énergétique dans les recettes fiscales totales en 2021



Carte réalisée avec Cartes & Données - © Artique
 Source : balances comptables 2021 fournies par la DGFIP, budgets principaux.

Tableau synthétique de la fiscalité locale reposant directement ou indirectement sur l'énergie

	Assiette	Facteurs d'évolution	Indexation	Montant 2021	Collectivités bénéficiaires	Levier à disposition des collectivités
Les taxes assises intégralement sur l'énergie						
1. Taxes sur les installations						
L'imposition forfaitaire sur les pylônes électriques	Montant fixe par pylône	Nombre de pylônes	Variation du produit de TFPB (en n-1)	287 M€	Communes	Évolution du Taux de TFPB pour effet en n+1
Les impositions forfaitaires sur les entreprises de réseaux (IFER)	10 composantes dont 6 dans le secteur de l'énergie ² . Tarifs fixés en fonction du type d'installation.	Puissance électrique installée, nombre d'installation, kilomètres de câbles	Taux prévisionnel d'évolution de l'IPCHT ³ associé au projet de loi de finances de l'année	IFER : 1,6 Md€ dont 43 % pour les IFER du secteur de l'énergie, soit 706 M€ ⁴	Communes, GFP, départements, régions, en fonction des IFER	Politique locale d'installation d'énergie renouvelable (éolienne, énergie hydraulique, photovoltaïque)

² 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 installations gazières et sur les canalisations de transport de gaz naturel, d'autres hydrocarbures et de produits chimiques, imposition sur les installations de production d'électricité d'origine géothermique.
 Autres composantes : secteur des télécommunications et du transport ferroviaire.

³ IPCHT : indice des prix à la consommation hors tabac.

⁴ D'après le BIS n°124 de la DGCL, La fiscalité directe locale en 2017, seule information complète sur les IFER par composante et par niveau. Le REI est inexploitable compte tenu du secret statistique.

	Assiette	Facteurs d'évolution	Indexation	Montant 2021	Collectivités bénéficiaires	Levier à disposition des collectivités
2. Taxes sur la consommation						
La taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE)	- En fonction des droits à compensation liés à certains transferts de compétences de l'État. - Application d'un tarif aux quantités de carburants vendus.	- Nouveaux transferts de compétences - Évolution des volumes consommés	Pas d'indexation mais existence d'une clause de garantie assurant aux collectivités de percevoir un niveau au moins égal à celui des droits à compensation	11,1 Mds€	Départements et régions de métropole	Les régions peuvent moduler les tarifs sur une partie mais dans une limite de taux.
La taxe sur les carburants (ou taxe spéciale de consommation)	Application d'un tarif aux quantités de carburants vendus	- Vote des tarifs par le conseil régional mais avec encadrement - Évolution des volumes consommés	Pas d'indexation	530 M€	Collectivités d'outre-mer	Possibilité encadrée de voter les tarifs
La taxe intérieure de consommation finale sur l'électricité (TICFE) – parts départementale et communale	Tarifs par mégawattheure (MWh) d'électricité consommée	Évolution de la consommation électrique sur le territoire en n-2 ⁵	Inflation n-1	2,4 Mds€	Communes, départements, GFP, syndicats	Suppression progressive de la possibilité de voter un coefficient sur les tarifs depuis la réforme de 2021
Les taxes partiellement assises sur l'énergie						
1. Taxe sur les installations						
Les taxes foncières (CFE, TFPB)	Valeurs locatives des locaux et terrains	- Évolution physique des bases (nouveaux locaux ou extension) - Évolution des taux d'imposition	Revalorisation forfaitaire des bases (=évol IPCH à nov. n-1)	Ensemble TFPB : 34,4 Mds€ CFE : 6,8 Mds€ Part estimée de l'énergie (2,7 %) : TFPB : 930 M€ CFE : 183 M€	Communes, GFP	- Politique locale pour accueillir des entreprises du secteur de l'énergie sur le territoire - Hausse des taux d'imposition
2. Taxes sur la consommation						
La taxe sur la valeur ajoutée (TVA)	Taux sur le prix de vente des biens et services	- Évolution en volume et valeur des différents biens taxés - Évolution éventuelle des taux décidés par le Gouvernement		Ensemble : 37,4 Md€ Part estimée de l'énergie (2,7 %) : 1,0 Md€	Ville de Paris, GFP, départements, régions, CTU	Aucun

⁵ Il s'agit des règles applicables une fois la réforme de la TICPE menée à terme. La taxe départementale et la taxe communale sont en effet depuis la LFI 2021 intégrées progressivement dans la TICFE. L'application de ces indexations s'effectuera en 2023 pour les départements et 2024 pour les communes.

	Assiette	Facteurs d'évolution	Indexation	Montant 2021	Collectivités bénéficiaires	Levier à disposition des collectivités
L'octroi de mer	Taux sur le prix de vente des biens importés	- Évolution en volume et valeur des différents biens taxés - Évolution des taux votés		Ensemble : 1,4 Md€ Part estimée de l'énergie (2,7%) : 37 M€	Communes, GFP, départements, régions, CTU d'outre-mer	Vote de taux sur les prix de vente pour les conseils régionaux
3. Taxe sur la richesse produite						
La cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE)	Valeur ajoutée des entreprises au taux de 0,75 %	Évolution de la VA produite par les entreprises en n-2		Ensemble : 9,6 Md€ Énergie (2,7%) : 260 M€	Communes, GFP, départements, CTU	Politique locale pour accueillir des entreprises du secteur de l'énergie sur le territoire

2. La production locale d'énergie : un retour sur investissement plus écologique et économique que financier ?

La participation des collectivités locales à la production d'électricité peut prendre différentes formes, étant donné la diversité des modes de gestion (gestion directe, déléguée, participation dans des sociétés, mise à disposition de foncier...) et les différents types d'énergies utilisées (solaire, éolien, hydraulique, bois, géothermie, valorisation énergétique des déchets...). Le retour sur investissement de cette activité est donc difficile à appréhender quantitativement (enjeux financiers) et qualitativement (emploi, transition énergétique...).

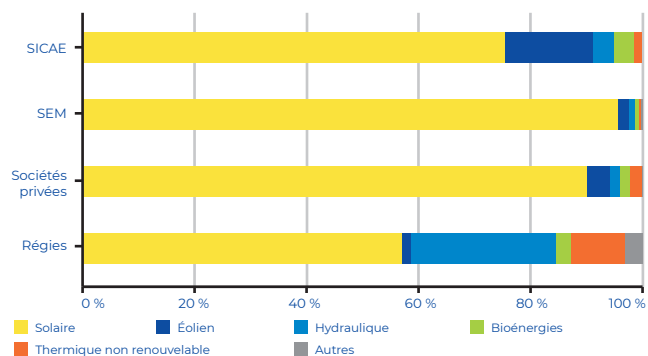
• Les différents modes de participation des collectivités locales à la production d'énergie

Comme vu partie 1, les collectivités locales, et en particulier les communes et leurs groupements, sont propriétaires des ouvrages de réseaux publics de distribution et ont le statut d'autorité organisatrice de la **distribution d'énergie**. Ce service est assuré essentiellement par des contrats de concession négociés et contrôlés par les collectivités. En revanche en matière de **production d'énergie**, leur compétence demeure optionnelle. Elles peuvent décider de s'en saisir ou non et selon différentes modalités.

- L'engagement financier

Les collectivités locales peuvent s'impliquer financièrement dans un projet en décidant de

Répartition des installations de production d'énergie selon le statut juridique du gestionnaire et l'énergie utilisée



Source : registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 31/01/2022), ODRÉ-OpenData Réseaux-Énergies

Champ : producteurs hors Enedis, EDF, RTE et non renseigné (souvent des particuliers)

gérer elles-mêmes ou en délégation les installations de production énergétique. Elles peuvent également participer au capital de sociétés de production d'électricité sur leur territoire, que ces sociétés soient privées² ou à capital majoritairement public (les sociétés d'économie mixte-SEM) ou 100 % public (les sociétés publiques locales-SPL).

L'association Intercommunalités de France, dans le cadre d'une publication de décembre 2020 sur la production énergétique locale, a interrogé 132 EPCI sur le type de montage juridique utilisé pour leur participation à des projets de production d'énergie renouvelable³. Les régies (gestion directe) sont les plus plébiscitées, suivies des sociétés à statut privé (SAS, SARL, SA) puis des SEM. Le recours à

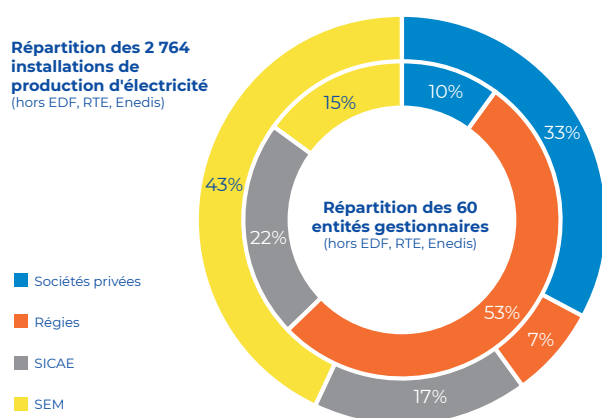
² Article L 2253-1 CGCT : Par dérogation au premier alinéa, les communes et leurs groupements peuvent, par délibération de leurs organes délibérants, participer au capital d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables ou d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone [...] par des installations situées sur leur territoire [...]. Articles L 3231-6 CGCT pour les départements et L 4211-1 pour les régions.

³ Production énergétique locale - Opportunités et défis pour les intercommunalités, décembre 2020, Intercommunalités de France.

la délégation de service public est en revanche peu répertorié. Toujours selon la même enquête, les projets soutenus concernent en priorité les panneaux photovoltaïques et les chaufferies bois-énergie.

L'analyse du registre national des installations de production et de stockage d'électricité donne également une idée du statut des producteurs d'électricité autres qu'EDF, et des énergies privilégiées.

Répartition du nombre d'entités gestionnaires et d'installations de production d'électricité selon la catégorie juridique du gestionnaire



Source : registre national des installations de production et de stockage d'électricité (au 31/01/2022), ODRÉ-OpenData Réseaux-Énergies

Champ : producteurs hors Enedis, EDF, RTE et non renseigné (souvent des particuliers)

Sur 60 producteurs identifiés, 32 sont des régies, 13 des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAÉ), 9 des SEM et 6 des sociétés privées. En revanche, en nombre d'installations, les proportions s'inversent : sur 2 764 installations identifiées, 43% appartiennent à une SEM, 33% à une société privée, 17% à une SICAÉ et 7% à une régie, preuve s'il en est besoin que ces dernières gèrent des petites installations dimensionnées au territoire communal ou intercommunal.

L'énergie solaire est de loin la plus présente, elle est utilisée par 88% des installations (96% pour les SEM, 57% pour les régies). Il est intéressant de noter que les régies sont les plus diversifiées et celles qui utilisent le plus l'énergie hydraulique et thermique non renouvelable (à gaz ou au fioul) et que les installations d'éoliennes sont gérées à 53% par des SICAÉ.

- L'engagement politique

Les collectivités locales peuvent s'impliquer dans des projets de production d'énergie sans pour autant s'engager directement financièrement.

Les régions et les intercommunalités, à travers les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)⁴ pour les premiers et des plans climat, air, énergie territoriaux (PCAET, obligatoire pour les EPCI de plus de 20 000 habitants) pour les seconds, sont tenus d'élaborer un état de la production des énergies renouvelables sur leur territoire avec une estimation du potentiel de développement (cf. exemple de Montpellier Méditerranée Métropole page 27).

Hors ces obligations légales de diagnostics, les collectivités locales peuvent encourager la production d'énergies renouvelables sur leur territoire grâce à différents mécanismes, le plus impactant étant la mise à disposition de foncier, à titre gratuit ou moyennant loyers, pour l'implantation de structures de production d'énergie. La modification du plan local d'urbanisme pour favoriser l'implantation de projets ou encore l'achat d'énergies renouvelables pour leur propre consommation sont également des leviers d'action à la disposition des collectivités.

• Les ressources liées à la production locale d'énergie

Les ressources liées à la production d'énergie sur le territoire sont de plusieurs ordres et dépendent de l'implication de la collectivité dans le projet.

- La ressource financière directe : la vente d'énergie, les loyers et la fiscalité

Les collectivités locales qui gèrent directement la distribution et/ou la production d'énergie perçoivent des **recettes de vente d'électricité et de gaz**. Dans le cas de la gestion du service par une régie autonome, les collectivités locales peuvent percevoir un reversement de leur régie.

L'analyse des comptes 2020 de 61 régies d'électricité et de gaz fait ressortir au global des budgets équilibrés en dépenses et recettes (287 millions d'euros) avec des achats de gaz et électricité de 115 millions d'euros et des recettes de ventes de 177 millions d'euros. Les reversements à la collectivité de rattachement sont de 10 millions d'euros au total mais seules 24 régies sont concernées.

⁴ Le SRADDET intègre notamment le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) qui perdure pour la Corse et l'Île-de-France.

Compte de l'ensemble des régies d'électricité et de gaz - 2020

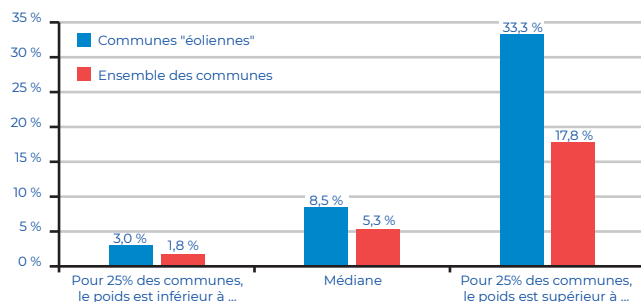
Dépenses	en M€	poids
Achat d'électricité et de gaz	115,3	40,2%
Frais de personnel	37,5	13,1%
Taxes	40,6	14,2%
<i>dont taxes spécifiques à l'industrie électrique et gazière</i>	26,4	9,2%
<i>dont impôts locaux</i>	2,3	0,8%
<i>dont autres</i>	11,9	4,2%
Reversement à la collectivité de rattachement	10,0	3,5%
Achats d'études, prestations de services, matières et fournitures	9,4	3,3%
Dépenses d'équipement	19,8	6,9%
<i>dont installations spécifiques (électricité, gaz, éclairage...)</i>	10,4	3,6%
Remboursements d'emprunt	8,2	2,9%
Autres	46,0	16,0%
TOTAL	286,8	100,0%

Recettes	en M€	poids
Vente d'électricité et de gaz	177,4	61,8%
Travaux et prestations de services	28,1	9,8%
Taxes sur l'électricité et contribution au SP d'électricité	28,0	9,7%
Subventions d'exploitation	6,1	2,1%
Autres produits de gestion courante	11,5	4,0%
Emprunts	2,5	0,9%
Autres	33,6	11,7%
Total	287,1	100,0%

Source : balances comptables des établissements publics locaux, DGFIP 2020, budgets principaux, en nomenclature M41

Les collectivités peuvent également percevoir une **redevance d'occupation du domaine public** versée annuellement au titre des éoliennes implantées sur leur terrain. L'analyse des comptes des communes identifiées comme disposant d'éoliennes sur leur territoire fait ressortir que pour 25 % d'entre elles, le poids des redevances d'occupation du domaine public représente plus du tiers de leurs recettes de produits des services (compte 70), contre 18 % pour l'ensemble des communes.

Poids des redevances d'occupation du domaine public dans les recettes de produits des services, domaine et vente



Source : classification communes « éoliennes » d'après registre national des installations de production et de stockage d'électricité. Données budgétaires : balances comptables, DGFIP 2021, budgets principaux, compte 70323 rapporté au compte 70.

La modification du cadre juridique relatif aux **concessions des ouvrages hydro-électriques** devrait également se traduire dans un avenir proche, consécutivement à leur renouvellement, par la perception de redevances au bénéfice des collectivités locales d'implantation.

Enfin, comme vu précédemment, la production d'énergie sur un territoire entraîne le versement de **nouvelles recettes fiscales**, qu'il s'agisse d'une fiscalité entièrement dirigée vers les énergies (IFER sur les éoliennes par exemple ou taxe sur les pylônes) ou d'une fiscalité reversée par les entreprises du secteur (CVAE ou CFE).

- La ressource financière indirecte : le versement possible de dividendes

Les collectivités locales qui participent au capital de sociétés investies dans la production d'énergie peuvent bénéficier du reversement de dividendes sans que ce soit automatique (selon la Fédération des entreprises publiques locales - EPL, 13 % des EPL, toutes activités confondues, ont recours à la possibilité de verser des dividendes).

- Les retombées économiques : emploi et valorisation des ressources propres au territoire

En dehors de retombées financières directes, le développement de la production d'énergie favorise le développement économique du territoire. La publication d'Intercommunalités de France précédemment citée, met en exergue la création d'emplois locaux et la volonté de valoriser des ressources locales (comme le bois ou la méthanisation)⁵.

⁵ Pour aller plus loin : étude d'Energie Partagée sur les retombées économiques locales des projets citoyens d'énergies renouvelables, décembre 2019.



Témoignage

Montpellier Méditerranée Métropole : une transition écologique volontariste



La **Métropole de Montpellier** s'est engagée dans une profonde et sincère transition écologique qui repose notamment

sur **un nouveau Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) solidaire avec 2 objectifs principaux :**

1. mettre en place des stratégies d'atténuation et d'adaptation face à l'urgence climatique,
2. lutter contre la pollution atmosphérique pour préserver la santé des habitants.

Le **diagnostic** a souligné les vulnérabilités du territoire de la Métropole face aux changements climatiques ainsi que les potentialités du territoire en matière de production d'énergies renouvelables. Il met en évidence **4 enjeux forts** : préserver l'exceptionnelle biodiversité du territoire, protéger les ressources naturelles, garantir la souveraineté alimentaire et assurer la souveraineté énergétique.

Le **PCAET** s'inscrit ainsi comme instrument de mise en œuvre des objectifs de transition écologique et solidaire, conjointement et **en complémentarité de l'ensemble des démarches de planification, notamment le Plan de mobilités (PDM)**, poursuivant deux caps pour offrir un cadre de vie apaisé et respirable, ainsi que des alternatives à l'autosolisme et **le Plan local d'urbanisme intercommunal – climat (PLUi-climat)**, offrant au PCAET solidaire et au PDM un support d'application opposable et qui ambitionne de répondre aux besoins essentiels de la population : manger, respirer, se loger, travailler, se déplacer, se détendre...

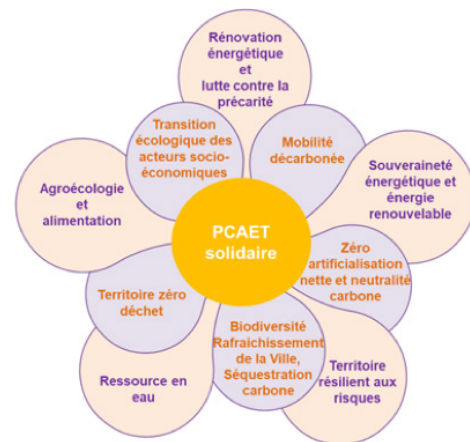
La Métropole recherche, au travers de son PCAET solidaire, à faire de l'action climatique un facteur d'inclusion sociale et de solidarité entre ses habitants, en luttant contre toute forme de précarité (énergétique liée au logement et à la mobilité, alimentaire,...) autour de **4 défis** :

- faire de l'action climatique un facteur d'inclusion sociale et de solidarité ;
- développer les coopérations avec les territoires voisins ;

- sensibiliser à tous les niveaux et montrer l'exemple ;
- assurer la cohérence de l'action territoriale et sa gouvernance.

Pour relever ces défis, **un programme d'actions 2021-2026** positionne clairement l'ambition de la Métropole et du territoire à 2050, avec un point d'étape à 2030. C'est un engagement ferme sur la durée du mandat, dans le but de mettre le territoire sur la trajectoire qui permettra l'atteinte des objectifs 2050.

En cohérence avec les engagements nationaux et internationaux, la Métropole vise un territoire neutre en carbone en 2050 et opte pour une ramification de ses engagements au sein de l'ensemble de ses politiques publiques. **Sa stratégie se décline en 10 orientations et 28 actions.**



1. Rénover massivement les bâtiments (habitat et tertiaire) et lutter contre la précarité

La Métropole s'engage à diminuer drastiquement les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur du bâtiment et lutter contre la précarité énergétique **en créant un guichet unique de la rénovation énergétique du bâtiment et en ciblant la rénovation de 13 500 logements en 6 ans.**

Objectif 2026 : passage de 15 % à 12 % des ménages en précarité énergétique.

2. Décarboner la mobilité, préserver la santé en offrant une alternative à tous pour se déplacer autrement

- **La gratuité totale des transports en commun pour les habitants**
 - *La gratuité est dès à présent en place pour les - de 18 ans et les + de 65 ans.*
- **Le renforcement et le développement de l'offre de transport en commun**

La Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), approuvée le 23/11/2021, consacre **une enveloppe inédite de 1 426 M€ aux projets de mobilités.**

Objectif fin 2025 : 70 % des habitants seraient desservis en transport en commun.

- **Projets prioritaires :** création de la ligne 5 de tram et de cinq lignes de bus-tram, et prolongement de la ligne 1 de tramway.
- **Favoriser un écosystème vélo avec l'objectif d'une part modale de 10 %**

La PPI prévoit **150 M€ dédiés aux mobilités actives et plus particulièrement aux vélos.** Ramenée au nombre d'habitants, c'est de très loin la plus large enveloppe consacrée au développement du vélo à l'échelle nationale.

- *Le 31 mai, le conseil de Métropole a adopté son plan vélo, le « réseau express vélo », qui prévoit la **réalisation d'un réseau de 230 km de pistes cyclables sécurisées et continues.***

S'y ajoute, la **mise en place d'un programme d'aide à l'acquisition d'un vélo à assistance électrique.** Plus de 7 % des habitants en ont déjà bénéficié depuis le début du dispositif en novembre 2020, prolongé jusqu'à fin 2022.

- **La mise en place progressive de la zone à faibles émissions (ZFE)**
 - *En juillet 2022, Montpellier et **10 communes limitrophes entrent dans la phase 1 du périmètre ZFE** qui s'étendra progressivement à l'ensemble des communes.*
- **Eco-exemplarité de la flotte de véhicules de la Métropole et de la Ville**

Le **verdissement de l'intégralité de la flotte publique** est prévu à horizon 2025 par l'acquisition de vélos et vélos cargo à assistance électrique et de véhicules GNV/électriques/Bioéthanol.

La Collectivité a voté un **plan pluriannuel de près de 20 M€ de 2020 à 2025**, avec la volonté de remplacer tous les véhicules Critair 3 et plus d'ici à fin 2025, selon le calendrier de la ZFE, et en privilégiant la motorisation électrique pour les citadines et petits utilitaires, et le mix énergétique pour les autres catégories de véhicules (GNV/électriques/Bioéthanol).

- *83 véhicules seront déployés dans une 1^{ère} phase, 357 au total seront convertis.*

En parallèle de l'essor d'une offre publique d'avitaillement en énergies alternatives, la collectivité développe sa propre infrastructure de recharge pour véhicules électriques sur l'ensemble des sites concernés.

3. Contribuer à la souveraineté énergétique et développer les énergies renouvelables

La Métropole s'engage à élaborer un **Schéma Directeur des Énergies (SDE)** qui a pour objectif la planification énergétique du territoire, **en prenant en compte tous les réseaux d'énergie**, les réseaux intelligents, ainsi que **l'autoconsommation d'électricité renouvelable** et les autres productions locales d'énergie renouvelables.

Objectif 2026 : doubler la part d'ENR locale.

- *Une attention particulière accordée au déploiement de réseaux de chaleur avec l'objectif en 2026 de **+ 30 000 équivalents logements alimentés par les réseaux de chaleur renouvelables.***

4. Tendre vers l'objectif « zéro artificialisation nette » à 2040 et rendre neutre en carbone toute opération d'aménagement ou de renouvellement urbain

Il s'agit de **garantir la sobriété foncière – en intégrant la ZAN au PLUi Climat – et d'intégrer la neutralité carbone dans l'aménagement urbain.**

La Métropole souhaite notamment mettre en place **plusieurs dispositifs à horizon 2026** : création de l'Observatoire de l'artificialisation, pacte écologique BTP, évaluation carbone des projets d'aménagements...

5. Rendre le territoire résilient aux risques présents et à venir, assurer la protection des populations et réduire le coût des dommages

Compte tenu de la vulnérabilité de son territoire face aux événements climatiques, la Métropole se mobilise pour protéger sa population et assurer sa résilience, **notamment en intégrant au PLUi Climat, tous les risques naturels** (inondation, ruissellement et submersion marine / incendie / canicule, sécheresse / ...).

Face au risque inondation, elle s'engage à **déployer le dispositif « Ville en alerte » à l'échelle du territoire.**

Par ailleurs, afin de rendre le littoral résilient aux évolutions climatiques, **la Métropole met en place une gouvernance interterritoriale** à l'échelle du golfe d'Aigues Mortes, de Frontignan au Grau du Roi, **de la stratégie de résilience du littoral.**

6. Préserver la biodiversité, rafraîchir la ville et séquestrer le carbone

À travers le SCoT, la Métropole s'est engagée à préserver les 2/3 de son territoire en espaces naturels et agricoles.

Au-delà de l'intégration au PLUi Climat de cette exigence, **elle basera son action sur la mise en œuvre d'une stratégie biodiversité** qui s'appuie notamment sur l'amélioration des connaissances – **création d'un observatoire de la biodiversité, élaboration d'un Atlas de la biodiversité** ... – mais également sur les opportunités que présentent les obligations réglementaires en matière de compensations environnementales.

Par ailleurs, **la végétalisation des espaces publics et privés en zone urbaine** contribuera à la préservation de la biodiversité tout en **rafraîchissant la ville et luttant contre l'effet îlot de chaleur.**

➤ *La Ville s'engage pour développer son patrimoine arboré : 50 000 arbres supplémentaires seront plantés d'ici 2026. Dans le cadre de la concertation « Montpellier - École 2030 » un plan de végétalisation des cours d'école est lancé.*

7. Pérenniser la ressource en eau et promouvoir la sobriété pour un accès équitable à tous, pour tous les usages

La Métropole s'engage à assurer la pérennité de la ressource en eau en promouvant la sobriété, pour un accès équitable à tous, pour tous les usages.

Les actions en faveur de la **protection de la qualité de l'eau et de la diversification des ressources exploitées** pour l'alimentation en eau potable seront poursuivies. La Métropole s'engage également à offrir aux ménages une **tarification écologique et solidaire.**

Objectif 2026 : 85 % de rendement du réseau d'eau potable sur le périmètre de la Régie.

8. Territoire zéro déchet

La nouvelle feuille de route « zéro déchet » élaborée par la Métropole s'articule autour de **la prévention pour éviter la production de déchets, l'amélioration quantitative et qualitative des collectes sélectives de déchets recyclables et le tri à la source des biodéchets** pour les extraire des ordures ménagères résiduelles (OMR).

La **sensibilisation des habitants** à la prévention et au tri à la source, la mise en place de la **tarification incitative, le plan « zéro jetable »**, l'accompagnement de tous les professionnels vers la prévention et le tri, ainsi que **le développement de l'économie circulaire** sont autant de mesures qui contribueront à l'atteinte des objectifs.

➤ *Développement de **partenariats avec de grands clubs sportifs** sur le tri et l'éco-consommation et diffusion et application de la **charte de l'événementiel écoresponsable.***

Objectif d'ici à 2050 : zéro déchet non valorisé ou recyclé.

9. Construire le système alimentaire durable et équitable du territoire

L'ambition de la Métropole est de **développer un territoire à la fois nourricier et résilient face au changement climatique**, qui préserve les ressources naturelles grâce aux effets vertueux d'une agroécologie.

Objectif d'ici à 2050 : 100 % des parcelles agricoles du territoire en agroécologie, et la reconquête de la totalité des friches agricoles.

Conformément à son **Projet Alimentaire de Territoire** (labellisé par le Ministère), la Métropole s'est engagée à offrir une **alimentation saine et locale au plus grand nombre** en construisant un système alimentaire durable et équitable.

Objectif : 80 % de bio ou local dans l'approvisionnement des restaurants scolaires.

10. Transition écologique des acteurs socio-économiques

Il s'agit de promouvoir **un écosystème engagé en s'appuyant sur la dynamique Med Vallée** afin de produire une ville et un territoire démonstratifs, exemplaires en matière de santé globale, de sensibiliser et d'accompagner l'engagement sociétal des entreprises et des acteurs socio-économiques, de favoriser la création d'entreprises à impact sociétal positif et l'essor de nouveaux modèles économiques plus responsables en mettant en place une Agence Économique dédiée.

➤ *Exemple : mise en place, dès mai 2022, d'un **Schéma de Promotion des Achats Socialement et Ecologiquement Responsables (SPASER)**, qui fera de la commande publique un levier de performance durable.*

Face au choc que constitue la hausse rapide et conséquente des prix de l'électricité et du gaz, **la Métropole souhaite accélérer son action en matière de sobriété énergétique et d'éco-exemplarité.**

Un groupe de travail a été mis en place en urgence pour :

- catalyser les projets visant la frugalité des consommations énergétiques des services ;
- accélérer et intensifier le plan de rénovation thermique des bâtiments de la Métropole et de la Ville en mobilisant une enveloppe financière de 1 M€ ;
- engager les agents dans des démarches qui valoriseront et amplifieront la frugalité du fonctionnement : l'ensemble des lieux de travail pourront bénéficier du tri sélectif ;
- élaborer un plan de modernisation et de réduction de l'éclairage public dès 2023 afin de réduire par deux sa consommation ;
- intensifier la logique de production d'énergie renouvelable en autoconsommation (Photovoltaïque) et la logique de consommation d'énergies renouvelables (Réseau Montpellier de Chaleur et de Froid RMCF, biomasse).



Témoignage

SYDEV : des stations multi-énergies en Vendée pour décarboner les transports

Le changement climatique est un phénomène mondial et un enjeu majeur des territoires. Parmi les facteurs aggravants, si les transports constituent le second secteur, après celui du bâtiment, le plus consommateur d'énergie en France (près de 32 % de l'énergie consommée), il reste le premier en matière d'émissions de gaz à effet de serre responsables du réchauffement climatique. Il est aussi la cause de pollutions atmosphériques qui affectent la santé des populations. Face à ce constat, **le SYDEV (Syndicat d'Énergie et d'équipement de la Vendée)** prend pleinement son rôle de moteur de l'innovation et du déploiement des actions en faveur de la transition énergétique.

Ainsi, dès le début des années 2010, le SYDEV et sa société d'économie mixte, Vendée Énergie, ont fait **le pari de développer un mix énergétique vert et local pour une mobilité décarbonée et plus durable en cohérence avec les atouts du territoire** : le vent (éoliennes), le soleil (photovoltaïque) et les matières organiques agricoles (méthanisation).

Comment ? En mettant progressivement en place des infrastructures d'avitaillement pour une mobilité électrique avec plus d'une centaine de bornes publiques, GNV (gaz naturel pour véhicules) avec 5 stations et plus récemment l'hydrogène.

Distribuer trois énergies vertes vendéennes en un seul lieu

Symbole de cette ambition, la station multi-énergies de La-Roche-sur-Yon, inaugurée en décembre 2021, propose, en un seul et même lieu, la **distribution de trois énergies vertes toutes produites localement et en circuit court** pour favoriser la mobilité décarbonée. **Cette innovation est une première en France.** Autre particularité du site, la station est la première concrétisation de la conversion du site Michelin en un pôle d'innovation sur les énergies durables et l'industrie du futur.

L'hydrogène vert distribué est produit à Bouin (85) par Lhyfe. Cette start-up nantaise a créé le premier site de production d'hydrogène renouvelable, alimentée par des éoliennes de Vendée Énergie. **Le bioGNV** (Gaz naturel pour

Véhicule) distribué est issu des méthaniseurs présents dans les exploitations agricoles du département. Il y a déjà 10 % de biométhane injecté dans les réseaux de gaz vendéens (l'objectif fixé par le gouvernement est 10 % à 2030).

Enfin, **l'électricité verte** provient de centrales photovoltaïques locales au sol (sur d'anciens centres d'enfouissement des déchets), en toitures et sur ombrières de parking appartenant à Vendée Énergie. À noter que la station de La Roche-sur-Yon propose deux bornes de recharge à très grande puissance (150 kW), les premières du réseau public dans les Pays de la Loire et dans le grand ouest.

Une innovation née d'une dynamique collective des acteurs du territoire

Pour permettre à ce projet de voir le jour, un investissement de 3,2 millions d'euros a été nécessaire (dont 1,5 million d'aides provenant de l'État, la région des Pays de la Loire ainsi que de l'ADEME). Ce projet a pu naître grâce à une dynamique collective des acteurs publics sur le territoire. L'agglomération de La Roche-sur-Yon a cédé une partie du terrain sur lequel la station a été construite pour 1 euro symbolique et a décidé de s'équiper notamment de bus à hydrogène, au même titre que le département de la Vendée investit dans l'acquisition de véhicules à hydrogène.

« Si la station de La Roche-sur-Yon est la concrétisation d'un nouveau paradigme énergétique de la mobilité en Vendée, elle ne marque néanmoins que le début d'un projet autrement plus ambitieux sur tout le département, car nous sommes persuadés que le maillage territorial est la clé. Ainsi, rien qu'en 2022 et 2023, nous ambitionnons de faire sortir de terre deux autres stations ; l'une aux Sables d'Olonne et l'autre à Saint-Gilles-Croix-de-Vie. » explique Laurent Favreau, Président du SYDEV.





Témoignage

Énerg'iV : accélérateur de la transition énergétique en Ille-et-Vilaine !

Le syndicat départemental d'énergie 35 (SDE35) a créé en 2018, avec le Conseil Départemental, Rennes Métropole, la Banque des Territoires et 3 banques locales, un outil dédié au développement des énergies renouvelables : Énerg'iV.

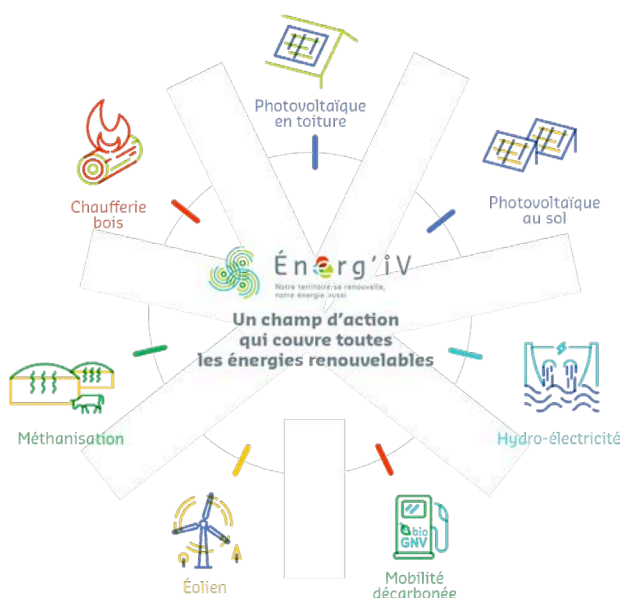
Cette SEML (Société d'Économie Mixte Locale) est devenue rapidement l'outil public de référence pour aider les communes et EPCI du département à relever les défis de la transition énergétique et de l'urgence climatique.

Son principal objectif : massifier le développement des énergies renouvelables en Ille-et-Vilaine.

Sa recette : associer le meilleur du public et du privé pour faire plus et mieux, en fédérant les forces des professionnels, des territoires et des citoyens.

Un champ d'actions à 360°

Le champ d'actions d'Énerg'iV permet de couvrir l'ensemble des projets d'énergies renouvelables éolien, photovoltaïque, méthanisation, bois, hydro-électricité, mobilité bas carbone, qu'ils soient privés, publics ou citoyens.



Des premières réalisations significatives

- 24 prises de participation dans des sociétés de projets : centrales photovoltaïques au sol ou en toiture de grande puissance, parcs éoliens, unités de méthanisation, stations-service multi-énergie (Gaz Naturel Véhicule, Hydrogène, électrique) ;
- une dizaine de centrales photovoltaïques développées en propre et mises en service (au sol, toitures et ombrières), totalisant une puissance de 20 MW pour une production estimée de 22 GWh annuels. Un objectif annuel de 10 à 15 nouvelles centrales PV en toiture et ainsi que 20 ombrières pour une puissance annuelle supplémentaire d'environ 6MwC ;
- 2 boucles d'autoconsommation collective.

Focus sur le projet de ferme solaire de Bruz/Pont Péan

Projet porté par : Marc Énergie, société regroupant Énerg'iV, Marc SA et le développeur IEL

Caractéristiques du projet : conversion d'une friche industrielle de 20 hectares (ancienne mine de plomb argentifères) en ferme solaire constituée de 38 000 panneaux photovoltaïques qui produiront annuellement l'équivalent de la consommation de 5 000 foyers.

Montage financier : 10 millions d'euros ont été investis par Marc Energies dans la centrale, dont 1 million d'euros via des obligations contractées par des citoyens d'Ille-et-Vilaine dans le cadre d'une campagne de financement participatif.

Puissance : 15,2 MWc

Énergie produite/an : 16 700 MWh

Date de mise en service : septembre 2021

La participation citoyenne et la concertation au cœur des projets

Énerg'iV a développé une méthodologie qui vise à favoriser l'ancrage local des projets d'énergie

renouvelable : accompagner les associations citoyennes et les acteurs publics dans leur participation tout au long de la vie d'un projet de la phase d'émergence jusqu'à la phase d'exploitation.

Énerg'IV est actuellement sociétaire de 4 coopératives citoyennes de production d'énergie renouvelable en Ille-et-Vilaine et accompagne plusieurs collectifs en cours de structuration.



www.sde35.fr

Avertissement

Les données figurant dans le présent document sont fournies à titre indicatif et ne constituent pas un engagement de La Banque Postale. Ce document est fourni à titre informatif. La reproduction partielle ou totale du présent document doit s'accompagner de la mention © La Banque Postale.

Pour vous abonner à nos publications :

<https://www.labanquepostale.com/legroupe/actualites-publications/formulaire-abonnement.html>



POUR NOUS CONTACTER

Direction des études CP X 313 - 115 rue de Sèvres - 75275 Paris cedex 06

<https://www.labanquepostale.com/newsroom-publications/etudes/etudes-finances-locales.html>
etudes-secteurlocal@labanquepostale.fr

Réalisé par la Direction des études de La Banque Postale

Directeur de la publication : Serge Bayard - Responsable de rédaction : Luc Alain Vervisch
ISSN 2429-1013 - Juin 2022

labanquepostale.com



LA BANQUE POSTALE - Société anonyme à Directoire et Conseil de Surveillance au capital de 6 585 350 218 €. Siège social et adresse postale : 115 rue de Sèvres 75 275 Paris CEDEX 06. RCS Paris 421 100 645 - Code APE 6419Z, intermédiaire d'assurance, immatriculé à l'ORIAS sous le n° 07 023 424.