

Synthèse Questions et réponses CAP ENERGIE

15 villes françaises 12 mai 2026

Présentation

Ce document propose des éléments de réponse pour les différentes questions posées par les participants lors de leur inscription à l'évènement CAP ENERGIE qui s'est tenu dans 15 villes françaises le 12 mai 2026

1. Qu'attendez-vous du recours gracieux sur la PPE3 ?

Constat

La PPE3 repose sur des hypothèses élevées de consommation et de développement des EnR électriques, avec des rythmes d'installation très soutenus pour le solaire et l'éolien.[cite:2][cite:20] Cette orientation accroît mécaniquement les besoins de réseau, de flexibilité et de pilotage du système, sans garantir une baisse du coût complet pour la collectivité.[cite:12][cite:20]

Chiffre

RTE estime que le coût complet du système électrique pourrait atteindre environ 60 à 80 Md€/an en 2050 selon les scénarios, contre environ 45 Md€/an aujourd'hui, notamment du fait des investissements de réseau et de flexibilité liés à l'éolien et au solaire.[cite:12] Les trajectoires envisagent des rythmes annuels d'installation de l'ordre de 6,5 à 7 GW/an pour le solaire et de plus de 2 GW/an pour l'éolien en mer dans les scénarios les plus intensifs.[cite:2]

Proposition

Demander un recentrage de la PPE3 sur des hypothèses de consommation réalistes et sur une meilleure articulation avec les capacités territoriales d'accueil et d'acceptabilité.[cite:20] Exiger une évaluation socio-économique en coût complet intégrant le coût pour le consommateur, le contribuable et les coûts cachés du système.[cite:7][cite:12] Privilégier les moyens de production dont le coût de production reste inférieur à 50 €/MWh en approche économique robuste, notamment les moyens pilotables de base et les filières déjà compétitives.[cite:5][cite:12]

2. Quelles propositions ont été faites par RETM à la mission Lévy-Tuot ?

Constat

La multiplication des moyens non pilotables peut faire baisser ponctuellement le prix spot, mais elle augmente le coût global du système par les mécanismes de soutien, les renforcements de réseau et les besoins de flexibilité.[cite:7][cite:8][cite:12][cite:16] Le coût complet de l'électricité pour les entreprises a été multiplié par 2 en 15 ans et par presque 3 pour les ménages .[cite:1] La surproduction permanente (20 à 25%) et les épisodes de prix négatifs sont le symptôme d'un système où les signaux de marché ne suffisent plus à refléter le coût réel du mix.[cite:8][cite:11][cite:16]

Chiffre

Le rapport Lévy-Tuot indique que les dépenses annuelles de soutien aux filières éolienne et solaire pourraient dépasser 10 Md€/an dans les prochaines années si les mécanismes actuels sont maintenus.[cite:7][cite:13]

Les charges de soutien aux EnR électriques représentent déjà plusieurs milliards d'euros par an et pourraient dépasser 6,8 Md€ en 2026 selon les trajectoires évoquées autour du rapport.[cite:7][cite:13]

Proposition

Stopper la logique de surproduction et reconstituer un mix reposant prioritairement sur les filières les moins coûteuses et les plus utiles au système. [cite:7][cite:12]

Réformer les mécanismes de soutien pour éviter de rémunérer des productions qui aggravent les heures négatives et la cannibalisation des prix.[cite:7][cite:16]

Pour stopper l'augmentation de la surproduction, arrêter les appels d'offre et le soutien pour l'éolien terrestre, maritime et solaire au sol et envisager le démantèlement progressif des installations existantes pour réduire la surproduction [cite:3]

Donner la priorité aux moyens pilotables, à l'hydraulique, aux bioénergies et à l'optimisation du parc existant avant d'ajouter des volumes non pilotables supplémentaires.[cite:5][cite:12]

3. Quelles sont les sources des données utilisées par RETM dans leurs propositions à la mission Levy-Tuot ?

Constat

Les recommandations de RETM ne reposent pas sur des hypothèses théoriques isolées, mais sur des données de réseau et de prospective déjà mobilisées dans les exercices publics français. [cite:1][cite:9][cite:12]

Le recours à des données RTE, notamment dans le cadre de la révision en cours des Futurs Energétiques 2050 renforce la crédibilité d'un argumentaire visant à comparer les scénarios sous l'angle du coût complet et de l'équilibre territorial. [cite:6][cite:9][cite:12]

Chiffre

Les éléments mentionnés dans le document de travail indiquent que les données ont été transmises par RTE fin janvier 2026. [cite:6] [cite:20]

Les scénarios RTE « Futurs énergétiques 2050 » constituent aujourd'hui la base publique de référence pour apprécier les besoins en capacités, en flexibilité et en réseau à l'horizon 2050.[cite:2][cite:9][cite:12]

Proposition

Mettre en avant l'origine officielle des données pour sécuriser la démonstration publique et politique.[cite:9][cite:12]

Demander une transparence complète sur les hypothèses de coût complet, de consommation et de réseau utilisées pour l'évaluation des scénarios nationaux.[cite:12][cite:20]

Soutenir explicitement l'intégration d'un scénario alternatif tel que N4TR dans les comparaisons futures de RTE.[cite:9][cite:20]

4. Quel est le coût réel (complet) du MWh éolien et photovoltaïque ?

Constat

Le débat public confond souvent coût de production affiché d'une installation et coût complet (facture + impôts +coûts cachés) réellement supporté par la collectivité.[cite:5][cite:7][cite:12]
Or les coûts de réseau, de stockage, de flexibilité, de soutien public, de démantèlement et des externalités positives et négatives (ex : pertes de revenus d'EDF par effacement du nucléaire et prix bas liés à la surproduction) modifient profondément l'évaluation économique réelle des filières intermittentes.[cite:5][cite:12]

Chiffre

Les éléments repris dans les travaux cités par RETM aboutissent à un coût complet d'environ 400 €/MWh pour l'éolien en mer et entre 250 et 350 €/MWh pour le solaire et l'éolien terrestre lorsqu'on ajoute réseau, stockage, subventions, démantèlement et externalités.[cite:5][cite:20]
À titre de comparaison, certains tarifs contractuels affichés, comme 44 €/MWh pour Dunkerque hors raccordement, ne reflètent pas le coût complet du système.[cite:4][cite:5]

Proposition

Exiger que toute comparaison de filières soit menée en coût complet système et non au seul tarif d'achat ou LCOE « sortie centrale ».[cite:5][cite:7][cite:12]
Conditionner le développement futur des filières à une démonstration explicite de leur intérêt économique pour le consommateur final, pour l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement énergétique, pour la décarbonation effective des usages.[cite:12][cite:20]
Créer un indicateur public unique de coût complet par filière intégrant production, réseau, pilotage, soutien public et fin de vie.[cite:7][cite:12]

5. Quelle est pour la collectivité le coût des heures de prix négatifs ?

Constat

Les prix spot négatifs traduisent une surproduction à certains moments de la journée ou de l'année, principalement lorsque la production non pilotable excède la demande.[cite:8][cite:11][cite:16]
Ces épisodes détruisent de la valeur pour le système électrique et fragilisent les moyens pilotables nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.[cite:8][cite:11]

Chiffre

La France a connu 147 heures de prix négatifs en 2023, puis environ 359 heures sur l'ensemble de 2024, puis environ 508 heures en 2025 selon les données évoquées par RTE et les analyses sectorielles.[cite:8][cite:11][cite:16]

Une accélération se produit en 2026 avec déjà 325 heures de prix négatifs entre le 10 mars et le 10 mai pour seulement 25% de la période de prix négatifs constatés les années précédentes et près de 1000 heures avec un prix spot inférieur à 50€/MWh, donc inférieur au coût de production.
Le document de travail indique par ailleurs une perte annuelle de l'ordre de 10 Md€ pour EDF selon les éléments transmis à la mission Lévy-Tuot. [cite:3] [cite:6] [cite:20]

Proposition

Mettre en avant qu'une heure de prix négatif coûte plusieurs millions d'euros à la collectivité si l'on cumule pertes de revenus, ajustements et soutiens publics.[cite:11][cite:16][cite:20]
Réformer les règles de rémunération pour que les productions aggravant les heures négatives ne bénéficient plus d'un soutien inchangé durant ces périodes.[cite:7][cite:16]

6. Pourquoi le scénario N4TR de RETM est jugé plus réaliste ?

Constat

Les scénarios très électrifiés et très renouvelables reposent sur des hypothèses de demande et de déploiement particulièrement ambitieuses.[cite:6] [cite:9][cite:12]
Le scénario N4TR se veut plus réaliste parce qu'il articule davantage la consommation réelle, les capacités territoriales et le recours aux EnR thermiques.[cite:20]

Chiffre

Les scénarios RTE les plus intensifs reposent sur des volumes de solaire dépassant 200 GW et sur des capacités éoliennes terrestres très élevées à horizon 2050.[cite:2][cite:9]
RTE montre que les écarts de coûts de système entre scénarios peuvent représenter plusieurs dizaines de milliards d'euros par an selon le niveau d'électrification et le besoin de flexibilité.[cite:12]

Proposition

Demander à RTE d'évaluer officiellement N4TR dans le rapport final annoncé pour le T4 2026, avec comparaison des coûts complets et des besoins réseau.[cite:3]
Mettre en avant qu'un scénario plus équilibré territorialement et intégrant les EnR thermiques est plus crédible économiquement et politiquement.[cite:20][cite:30]
Soutenir une trajectoire où la baisse des consommations évitées compte autant que l'ajout de nouvelles capacités électriques.[cite:12][cite:28]

7. Quel est le rôle de l'Europe dans l'augmentation du coût de l'électricité ?

Constat

Le cadre européen a encouragé depuis 30 ans le développement massif de capacités éoliennes et solaires non pilotables, souvent de petite et moyenne puissance, dans une logique de décarbonation rapide.[cite:16][cite:20]
Cette orientation a renforcé l'augmentation et la volatilité des prix et accru les besoins de compensation technique par les réseaux et les moyens pilotables restants.[cite:11][cite:12][cite:16]

Chiffre

La hausse du nombre d'heures à prix négatifs sur plusieurs marchés européens et l'augmentation des flux transfrontaliers illustrent les effets d'une surcapacité variable dans certaines zones notamment en Allemagne et la péninsule ibérique.[cite:11][cite:16]
En France, les 359 heures de prix négatifs observées en 2024 s'inscrivent dans ce contexte européen interconnecté, phénomène qui va en s'amplifiant fortement en 2026.[cite:11][cite:16]

Proposition

Plaider pour une réforme du design de marché européen afin de mieux valoriser les moyens pilotables et de mieux internaliser les coûts système des productions intermittentes.[cite:12][cite:16]

Demander une révision des mécanismes d'aide favorisant aujourd'hui les petites installations non pilotables au détriment de productions plus stables et plus massives.[cite:7][cite:20]
Défendre une approche européenne qui rémunère la capacité, la stabilité du système et l'utilité réelle au réseau.[cite:12]

8. Les batteries sont-elles une solution à l'intermittence ?

Constat

Les batteries peuvent apporter de la flexibilité à l'échelle locale, mais elles ne constituent pas une solution économiquement soutenable pour absorber seules l'intermittence à l'échelle du réseau national.[cite:11][cite:12]

Leur intérêt dépend fortement du cas d'usage, du profil de consommation et de la durée de stockage recherchée.[cite:11]

Lors de l'épisode de prix négatifs à -499,99 €/MWh du 1^{er} mai 2026, il a été constaté que toutes les batteries installées en Allemagne (si elles étaient toutes vides) n'auraient pu absorber qu'1,5 h de la production solaire de la journée.

Chiffre

Le document de travail de RTE de révision des Futurs énergétiques indique un surcoût de l'ordre de 100 à 150 €/MWh pour de grandes installations sur le réseau de transport.[cite:20]

Les analyses de RTE rappellent qu'un système très fortement dépendant du solaire et de l'éolien nécessiterait une combinaison de flexibilités beaucoup plus large que les seules batteries.[cite:12]

Proposition

Réserver prioritairement les batteries aux usages locaux bien dimensionnés, notamment en autoconsommation ou pour des besoins de quelques heures.[cite:11][cite:20]

Éviter de présenter les batteries comme solution centrale de stabilisation d'un système national très intermittent.[cite:12]

Combiner stockage ciblé, effacement, pilotage de la demande, hydraulique, bioénergies et moyens pilotables décarbonés.[cite:12][cite:30]

9. Quels sont les principaux risques pour la France au sein du réseau européen ?

Constat

La France est exposée aux effets des excédents de production solaire et éolienne d'autres pays interconnectés, notamment d'Allemagne ou de la péninsule ibérique lors des périodes de forte production et de faible demande.[cite:11][cite:16]

Ces flux peuvent accentuer les épisodes de prix négatifs, forcer la France à effacer une partie très importante (25 à 35%) de sa production et fragiliser significativement la rentabilité du parc pilotable français.[cite:8][cite:11]

Chiffre

Les heures négatives françaises ont lieu durant 8 mois de mars à octobre et se concentrent surtout entre mai et septembre, en journée, ce qui correspond à des situations de forte production solaire , de faible consommation et d'échanges régionaux importants.[cite:8][cite:11]

L'évolution des heures négatives depuis 3 ans : 147 heures négatives en 2023 puis 359 en 2024, puis plus de 500 en 2025 et probablement plus de 1000 heures en 2026 (déjà 325 h cumulées début mai 2026) illustrent l'aggravation du phénomène.[cite:8][cite:11][cite:16]

Proposition

Identifier explicitement comme risque majeur la surproduction importée ou transitant depuis des pays fortement équipés en solaire et éolien.[cite:11][cite:16]

Demander des mécanismes coordonnés au niveau européen pour limiter les injections lors des situations de surproduction généralisée.[cite:16], voire bloquer les exportations (cf Suède) pour éviter une contamination européenne.

Renforcer la valorisation des moyens pilotables français dans les mécanismes de capacité et les politiques européennes.[cite:12]

10. Quelles solutions locales pour décarboner les usages sans faire monter le prix de l'électricité ?

Constat

La transition énergétique est trop souvent abordée uniquement par l'électricité alors qu'une grande partie des besoins énergétiques concerne la chaleur dans le résidentiel, le tertiaire, l'industrie et l'agriculture.[cite:17][cite:21][cite:28] et la mobilité.

Les solutions locales de chaleur renouvelable et d'efficacité énergétique permettent de réduire les émissions sans ajouter autant de pression sur le réseau électrique.[cite:17][cite:21][cite:30]

Chiffre

La consommation finale énergétique corrigée en France atteint environ 1 549 TWh en 2023.[cite:28]

La production de chaleur renouvelable en France métropolitaine était déjà de l'ordre de 153 TWh en 2020, avec des objectifs PPE de 219 à 247 TWh à horizon 2028.[cite:21]

Les données récentes du SDES situent la chaleur renouvelable primaire autour de 186 à 198 TWh en 2024.[cite:17]

Proposition

Faire de la chaleur renouvelable un axe central des politiques locales de décarbonation : biomasse, géothermie, chaleur fatale, réseaux de chaleur, solaire thermique et pompes à chaleur.[cite:17][cite:21][cite:30]

Prioriser la rénovation énergétique et la baisse des consommations avant l'ajout de nouvelles capacités électriques.[cite:28][cite:30]

Construire des projets territoriaux intégrés où la chaleur renouvelable réduit directement la facture des ménages, des collectivités et des entreprises.[cite:17][cite:30]

11. Comment a été estimé le potentiel de 500 TWh d'énergies thermiques renouvelables à l'horizon 2050 ?

Constat

Le potentiel de chaleur renouvelable et de récupération est considérable et reste sous-évalué dans les politiques publiques dominées par l'électricité.[cite:17][cite:30]

L'estimation de 500 TWh avancée par RETM s'inscrit dans une logique territoriale fondée sur les besoins locaux et les ressources disponibles.[cite:20][cite:30]

Chiffre

Des travaux sur la chaleur renouvelable estiment à environ 500 TWh le gisement mobilisable à horizon 2050 (239 TWh en 2025) pour la chaleur basse température et les ressources locales.[cite:30]

Ce volume est du même ordre de grandeur que la consommation d'électricité française, qui s'établissait à 451 TWh en 2025.[cite:22][cite:30]

La chaleur renouvelable aujourd'hui mobilisée représente déjà près de 186 à 198 TWh en énergie primaire, ce qui montre qu'un changement d'échelle reste possible.[cite:17]

Proposition

Présenter la méthode retenue comme une estimation à l'échelle des EPCI, à partir de données ENEDIS, extrapolée au niveau départemental selon deux critères structurants : la population et la SAU.[cite:20]

Demander une déclinaison officielle départementale et intercommunale de ce potentiel dans les documents de planification énergétique.[cite:20][cite:30]

Fixer des objectifs en TWh de chaleur renouvelable par territoire plutôt qu'en seules capacités électriques installées.[cite:17][cite:30]

12. Rôle des agriculteurs

Constat

Les agriculteurs sont des acteurs centraux de la transition locale par leur capacité à produire des bioénergies, accueillir du photovoltaïque en toiture et contribuer à la gestion de l'eau.[cite:23][cite:26][cite:29]

Ils peuvent articuler production agricole, valorisation de coproduits, autonomie énergétique et résilience territoriale.[cite:23][cite:29]

Chiffre

La production de biogaz en France était de l'ordre de 11 TWh en 2021, avec une dynamique de croissance soutenue portée en grande partie par le monde agricole.[cite:26]

Le plan EMAA avait déjà fixé un objectif de 1 000 méthaniseurs à la ferme, illustrant le rôle structurant de l'agriculture dans cette filière.[cite:23]

La surface agricole utile constitue un indicateur pertinent pour l'extrapolation territoriale du potentiel énergétique local.[cite:20]

Proposition

Développer les bioénergies agricoles par la méthanisation territoriale, le bois-énergie et la valorisation des résidus, avec une gouvernance locale et des modèles économiques équilibrés.[cite:23][cite:29]

Prioriser le photovoltaïque en toiture sur bâtiments agricoles avant toute artificialisation supplémentaire des sols.[cite:20]

Associer gestion de l'eau, retenues collinaires et résilience climatique dans une logique territoriale intégrée.[cite:20]

13. Pourquoi développer les solutions non électriques ?

Constat

Les solutions non électriques décarbonées sont souvent plus rapides à déployer, plus proches des usages et plus faciles à répartir équitablement entre les territoires.[cite:17][cite:21][cite:30]
Elles permettent d'éviter une dépendance excessive à l'électrification et aux renforcements coûteux du système électrique.[cite:12][cite:30]

Chiffre

La chaleur renouvelable représente déjà près de 186 à 198 TWh, au sein des 239 TWh d'énergies thermiques renouvelables non électriques, qui ont un potentiel de 500 TWh à 2050, soit un levier de décarbonation majeur.[cite:17][cite:30]

Proposition

Faire des bioénergies, de la géothermie, de la chaleur renouvelable et des carburants renouvelables des priorités explicites dans les stratégies territoriales.[cite:17][cite:21][cite:30]
Mettre en avant qu'elles sont plus rapides, mieux réparties sur les territoires et moins coûteuses pour le système électrique.[cite:20][cite:30]
Introduire des objectifs chiffrés de chaleur renouvelable dans les PLU et PCAET et autres documents de planification locale.[cite:20][cite:21]

14. Quel est le rôle des projets solaires en toiture inférieurs à 1 Mwc dans le mix 2035-2050 ?

Constat

Les projets photovoltaïques de taille intermédiaire peuvent être utiles s'ils sont raccordés à des usages locaux et à des schémas d'autoconsommation ou de circuit court énergétique.[cite:20]
Leur intérêt économique et systémique dépend beaucoup plus du couplage à la consommation que de la seule puissance installée.[cite:16][cite:20]

Chiffre

Un projet de 1 Mwc sur 3000 à 4000 m2 de toiture produit typiquement autour de 1,1 à 1,4 GWh par an selon l'ensoleillement et les conditions locales.[cite:20] Cela permet à 30 agriculteurs de bénéficier d'un revenu complémentaire au lieu d'un seul agriculteur avec un projet au sol de 30 Mwc. C'est un enjeu de justice sociale et de protection de notre système électrique.
Les trajectoires nationales de solaire prévoient une croissance trop élevée à l'horizon 2050, ce qui rend stratégique le bon usage des projets intermédiaires.[cite:20][cite:24]

Proposition

Orienter ces projets vers l'autoconsommation locale, l'électrification d'usages de chaleur et la mobilité de proximité.[cite:20]
Favoriser les schémas de contractualisation locale de type autoconsommation collective ou PPA territoriaux.[cite:16][cite:20] Monter un modèle-type de 1Mwc pour les agriculteurs
Éviter d'en faire des projets purement injecteurs sur réseau lorsqu'ils aggravent des situations déjà tendues en journée à cause du pic solaire .[cite:11][cite:16]

15. Comment développer la géothermie de surface en zones rurales ?

Constat

La géothermie de surface est une solution robuste pour la chaleur des bâtiments publics, des logements et de certains bâtiments agricoles, mais elle souffre d'un déficit d'industrialisation en milieu rural.[cite:17][cite:30]

Les coûts d'ingénierie et de forage restent plus élevés lorsque les projets sont isolés et peu mutualisés.[cite:17]

Chiffre

Les pompes à chaleur représentent déjà environ 28 % de la chaleur renouvelable en 2024 selon les données du SDES.[cite:17]

La mutualisation par les collectivités des études, des forages et des marchés permet de faire baisser significativement le coût unitaire des opérations répétitives.[cite:17][cite:30]

Proposition

Industrialiser la filière à travers des programmes groupés à l'échelle des EPCI ou des départements.[cite:20][cite:30]

Mutualiser les marchés de forage, d'ingénierie et d'exploitation sous l'égide des SDE ou d'agences locales de l'énergie.[cite:20]

Cibler en priorité les bâtiments publics, maisons de santé, lotissements et équipements collectifs ruraux.[cite:17]

16. Comment mettre en œuvre ces solutions à l'échelle départementale ?

Constat

Les porteurs de projet locaux sont confrontés à une grande dispersion des aides, des règles et des interlocuteurs, ce qui freine les initiatives.[cite:20][cite:29]

Le niveau départemental est bien placé pour mutualiser l'ingénierie et simplifier les parcours.[cite:20]

Chiffre

Les Syndicats départementaux de l'Energie (SDE) sont des syndicats de maires qui couvrent généralement la quasi-totalité des communes de leur département et disposent déjà d'une capacité d'appui technique aux collectivités.[cite:20]

La consommation finale énergétique française de 1 549 TWh en 2023 rappelle que la transition se joue d'abord dans les usages de proximité.[cite:28]

Proposition

Créer un guichet unique départemental adossé au SDE, pour développer les énergies thermiques renouvelables avec ingénierie, appui juridique, aide au financement et accompagnement technique.[cite:20][cite:29]

Mettre en place un programme de formation pour élus, techniciens, agriculteurs et entreprises sur les solutions locales de décarbonation.[cite:20][cite:29]

Suivre des indicateurs territoriaux annuels : TWh de chaleur renouvelable, MW en autoconsommation, nombre de projets accompagnés.[cite:17][cite:20]

17. Pourquoi l'échelle départementale est pertinente ?

Constat

Le département permet de faire le lien entre proximité communale, mutualisation intercommunale et cohérence d'ensemble des politiques énergétiques.[cite:20]

Il offre une maille de gouvernance plus opérationnelle que le niveau national et plus structurante que la seule commune.[cite:20]

Chiffre

Les SDE sont constitués comme des assemblées de maires et constituent déjà des outils de coopération à l'échelle départementale.[cite:20]

Les PCAET et dynamiques intercommunales appellent une coordination à un niveau suffisamment large pour éviter les incohérences territoriales.[cite:20]

Proposition

Faire du département l'échelle de reprise en main du développement énergétique par les territoires.[cite:20]

Appuyer cette reprise en main sur les SDE, les PETR et les EPCI, avec une gouvernance stable et des objectifs mesurables.[cite:20]

Organiser une conférence départementale annuelle de l'énergie pour arbitrer les priorités et suivre les résultats.[cite:20]

18. Quel est le rôle des documents d'urbanisme pour la transition énergétique ?

Constat

Les documents d'urbanisme peuvent orienter ou encadrer le développement énergétique, mais ils sont encore trop peu mobilisés aujourd'hui à cette fin.[cite:20]

Ils constituent pourtant un levier concret pour articuler énergie, paysage, patrimoine, santé et foncier.[cite:20][cite:21]

Chiffre

La PPE prévoit une montée en puissance importante de la chaleur renouvelable et du solaire, ce qui suppose des arbitrages fonciers et urbains structurés.[cite:20][cite:21]

Les PLU et PCAET permettent déjà d'intégrer des prescriptions et des zonages relatifs à l'énergie.[cite:20]

Proposition

Utiliser les PLU/PLUi pour identifier les zones favorables, les zones sensibles et les critères d'insertion des projets énergétiques.[cite:20]

Intégrer dans les PCAET des objectifs chiffrés de réduction de consommation, de chaleur renouvelable et d'autoconsommation locale.[cite:20][cite:21]

Faire des documents d'urbanisme un outil explicite de reprise en main territoriale de la politique énergétique.[cite:20]

19. Quelles recommandations pour les enquêtes publiques ?

Constat

Les enquêtes publiques sont souvent abordées trop tardivement, avec des observations peu structurées et peu articulées à une stratégie contentieuse. [cite:20]

Le contexte procédural impose désormais une préparation plus rigoureuse en amont.[cite:20]

Chiffre

Le délai entre les premiers contacts autour d'un projet et l'enquête publique peut atteindre ou dépasser deux ans, ce qui laisse le temps d'anticiper les analyses.[cite:20]

Le document de travail souligne la nécessité d'être prêt dès l'enquête au regard de l'évolution des voies de recours.[cite:20]

Proposition

Commencer l'analyse des dossiers très en amont et bâtir des grilles d'analyse partagées entre élus, associations et experts.[cite:20]

Structurer les observations dans une logique quasi-contentieuse, avec références juridiques, techniques et territoriales précises.[cite:20]

Préparer un mémoire principal cohérent puis décliner des contributions complémentaires sans redondance excessive.[cite:20]

20. Quelle coordination entre associations et élus ?

Constat

L'absence de coordination produit des contributions redondantes, parfois contradictoires, qui affaiblissent l'efficacité collective.[cite:20]

Une stratégie commune améliore la lisibilité des arguments et la crédibilité du dossier.[cite:20]

Chiffre

Les projets sensibles peuvent générer un grand nombre de contributions individuelles, mais seule une partie d'entre elles est exploitable de façon robuste dans le débat administratif ou contentieux.[cite:20]

Le document de travail recommande une anticipation d'au moins deux ans avant l'enquête dès les premiers contacts.[cite:20]

Proposition

Mettre en place une coordination structurée très en amont avec répartition des thèmes et calendrier partagé.[cite:20]

Construire un argumentaire commun distinguant les volets santé, patrimoine, économie, droit, paysage et énergie lors de réunions d'information préalables.[cite:20]

Prévoir une cellule de relecture et de consolidation pour maximiser l'impact des contributions.[cite:20]

21. Comment un conseil municipal peut délibérer pour prendre position et accompagner le cas échéant un recours ?

Constat

Les communes disposent d'un levier politique et juridique fort à travers la délibération, mais ce levier est encore insuffisamment exploité en matière énergétique.[cite:20]

Une délibération bien motivée peut clarifier la position d'un conseil municipal et soutenir un recours ou une stratégie territoriale.[cite:20]

Chiffre

Le document de travail renvoie utilement aux délibérations ZADER comme base déjà connue des conseils municipaux pour formaliser une orientation locale sur l'énergie.[cite:20]

Proposition

Inviter les conseils municipaux à sélectionner les propositions qu'ils souhaitent mettre en œuvre localement puis à les présenter en réunion publique et les formaliser ensuite dans une délibération motivée.[cite:20]

S'appuyer sur les délibérations ZADER existantes et les compléter sur les EnR thermiques, la chaleur renouvelable et l'autoconsommation.[cite:20]

Sécuriser juridiquement la délibération en la reliant aux documents d'urbanisme, aux enjeux de santé, de patrimoine et aux objectifs territoriaux.[cite:20]

22. Comment mieux prendre en compte la santé et le patrimoine dans les évaluations et les enquêtes ?

Constat

Les enjeux de santé et de patrimoine sont peu évalués lors des études d'impact, centrées sur l'environnement. Elles sont trop souvent traitées comme des annexes, alors qu'ils impactent la vie sociale et la qualité de vie.[cite:20]

Les projets énergétiques peuvent avoir des effets durables sur les paysages, la mémoire des lieux, la santé et l'environnement humain immédiat.[cite:20]

Chiffre

La montée du nombre de projets à proximité de zones sensibles, de sites classés ou de secteurs patrimoniaux augmente la probabilité de conflits d'usage.[cite:24]

Les études d'impact abordent encore de manière inégale le bruit, les effets stroboscopiques, les effets des ondes (infrasons,..) et les impacts paysagers cumulatifs.[cite:20]

Proposition

Exiger des analyses plus approfondies sur la santé, le patrimoine, les paysages et la qualité de vie dans toute instruction de projet énergétique.[cite:20] Il faut que les français connaissent mieux leur patrimoine qui est leur passé et leur futur

Faire de ces enjeux des critères centraux d'avis pour les collectivités et les autorités environnementales.[cite:20]

La transition énergétique doit remettre l'humain au centre du processus de décision.[cite:20]

23. Quel est l'impact des éoliennes et du photovoltaïque sur le tourisme et l'immobilier ?

Constat

L'impact sur l'attractivité touristique et sur la valeur immobilière de l'éolien et du PV est constaté : Si le projet est connu, les acheteurs ne se déplacent pas et donc le bien n'est plus vendable sauf avec des décotes importantes. L'agent immobilier a l'obligation d'informer dès que le projet est connu. Ces impacts sont très souvent confirmés lors de jugements par les tribunaux, mais il y a souvent manque d'objectivation locale systématique.[cite:20]

Chiffre

Certaines études ou retours d'expérience locaux évoquent des baisses de valeur de l'ordre de 20 à 40 % pour des biens fortement exposés visuellement, mais ces ordres de grandeur restent très dépendants du contexte et sont discutés.[cite:24] .

Proposition

Demander des études d'impact économique territorialisées sur tourisme et immobilier pour les projets de grande ampleur.[cite:20] Pour l'éolien en mer on peut évaluer l'impact sur les logements en 1^{ère} vue mer sur les milliers de kilomètres des côtes françaises

Associer notaires, agents immobiliers, chambres consulaires et offices de tourisme à la construction de données locales crédibles et opposables lors d'une enquête publique.[cite:20]

Faire remonter ces éléments au titre de l'économie résidentielle et de l'attractivité du territoire car les montants de perte de valeur foncière ne sont jamais cités dans les études d'impact.[cite:20]

24. Quelles protections des territoires UNESCO et zones tampons ?

Constat

Les protections patrimoniales existent, mais leur traduction opérationnelle reste inégale lorsqu'un projet industriel est visible depuis une zone tampon ou un paysage remarquable.[cite:20][cite:24] L'absence de cartographie consolidée et d'outils intégrés dans les procédures limite l'effectivité de ces protections.[cite:20]. Par exemple les chartes UNESCO ne sont pas opposables sauf si elles sont explicitement reprises dans les documents d'urbanisme

Chiffre

Le document de travail mentionne la préparation d'une carte globale des patrimoines UNESCO, des grands sites classés de France , des Parc naturel régionaux (PNR) , des Pzarc naturels maritimes et des Aires maritimes protégées et d'autres espaces de protection.[cite:20]

La multiplication des projets visibles depuis des secteurs patrimoniaux renforce l'urgence d'une doctrine plus lisible.[cite:24]

Proposition

Intégrer une cartographie consolidée des protections patrimoniales dans les documents d'urbanisme et les procédures d'autorisation.[cite:20]. Exiger des études spécifiques sur la covisibilité depuis les zones tampons UNESCO et les grands paysages protégés.[cite:20][cite:24]

Saisir systématiquement les autorités patrimoniales compétentes sur les projets à enjeu fort.[cite:20]

25. Comment évaluer les impacts cumulés de plusieurs projets éoliens ou photovoltaïques?

Constat

L'instruction projet par projet conduit à sous-estimer les effets cumulés sur un même bassin de vie, qu'il s'agisse de bruit, d'ombres, de stroboscopie, d'ondes, de patrimoine, d'impact paysager ou de saturation visuelle.[cite:20]

Cette segmentation administrative ne correspond pas à l'expérience réelle des habitants.[cite:20]

Chiffre

Dans plusieurs territoires, des parcs ou centrales successifs se concentrent dans des rayons restreints, sans étude globale suffisante de leur addition dans le temps et l'espace.[cite:24]

Le document de travail recommande d'augmenter les distances d'analyse et les périmètres d'enquête.[cite:20]

Proposition

Imposer des études d'impact cumulées à l'échelle du bassin de vie et non seulement du projet individuel.[cite:20]

Étendre les périmètres d'analyse, par exemple à 10-15 km, voire plus pour l'éolien comme pour le photovoltaïque lorsque la densité de projets et la topographie le justifie.[cite:20]

Faire des impacts cumulés un critère explicite de décision des préfets et autorités environnementales.[cite:20]

26. Quelles sont les obligations de démantèlement et de remise en état des sols ?

Constat

La remise en état des sols pour sa vocation initiale est une exigence du Code de l'environnement, notamment pour les terres cultivées. Les garanties financières actuelles ne couvrent pas toujours correctement le coût réel du démantèlement et d'une véritable remise en état, notamment pour une remise en culture (cas des pieux battus des champs solaires) en particulier à long terme.[cite:15][cite:20]

Le risque est alors reporté sur la collectivité si le promoteur ou l'exploitant fait défaut.[cite:15]

Chiffre

Plusieurs analyses mettent en évidence un écart entre les garanties exigées et le coût réel du démantèlement complet de certaines installations.[cite:15]

Le document de travail souligne que les garanties doivent être revues et mobilisables automatiquement, en première demande, sous contrôle préfectoral.[cite:20]

Proposition

Revaloriser les garanties financières au niveau du coût réel constaté, y compris pour la remise en état des sols et les accès.[cite:15][cite:20] .Imposer des garanties d'appel en première demande validées par le préfet afin de sécuriser l'exécution effective du démantèlement.[cite:20]

Exiger une démonstration probante, technique et financière, du démantèlement, et non une simple déclaration d'intention du promoteur.[cite:20]

Références citées

- [cite:1] Ministère de l'Écologie – Service des données économiques et statistiques (SDES) Coût complet de l'électricité (données détaillées page 15 et 18), [Chiffres clés de l'énergie - Édition 2025 | Données et études statistiques](https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-de-lenergie-edition-2025) : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-de-lenergie-edition-2025>
- [cite:2] RTE, *Futurs énergétiques 2050 – Scénario M0 / trajectoires de référence* : <https://rte-futursenergetiques2050.com/scenarios/m0>
- [cite:3] Ministère de l'Économie et des Finances Annexes rapport MM Levy-Tuot pages 559-580 [Optimisation du soutien public aux énergies renouvelables et au stockage - Mission d'appui \(Avril 2026\) | economie.gouv.fr](https://www.economie.gouv.fr/optimisation-soutien-public-energies-renouvelables)
- [cite:4] Gouvernement, document de synthèse sur les énergies renouvelables : <https://www.info.gouv.fr/upload/media/content/0001/09/018be6d8b8f6100bc94f41d6f2b3c2c3657ff759.pdf>
- [cite:5] CEREME, *Coûts de production des électricités renouvelables – perspectives* : <https://cereme.fr/wp-content/uploads/2022/07/C-12-bis-Chiffre-des-couts-de-production-de-electricites-renouvelables-perspectives.pdf>
- [cite:6] RTE – Actualisation 2026 des Futurs énergétiques 2050 : [Futurs énergétiques 2050 : les chemins vers la neutralité carbone à horizon 2050 | RTE](https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/futurs-energetique-2050#Reactualisationdeletude2026) <https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/futurs-energetique-2050#Reactualisationdeletude2026>
- [cite:7] PV Magazine, *Décryptage du rapport Lévy-Tuot sur le photovoltaïque* (10 avril 2026) : <https://www.pv-magazine.fr/2026/04/10/ao-neutres-m0-limite-des-17-mw-decryptage-du-rapport-levy-tuot-sur-le-photovoltaique/>
- [cite:8] RTE, *Bilan électrique 2023 – Prix* : <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2023/prix>
- [cite:9] RTE, *Futurs énergétiques 2050 – Scénario N03 / trajectoire de référence* : <https://rte-futursenergetiques2050.com/scenarios/n03>
- [cite:11] Virta, *Électricité à prix négatif : comprendre, anticiper et saisir les opportunités* : <https://www.virta.global/fr/electricite-prix-negatif-comprendre-anticiper-saisir-opportunités>
- [cite:12] Actu-Environnement, *RTE détaille les coûts de ses scénarios électriques 2050* : <https://www.actu-environnement.com/ae/news/scenarios-rte-2050-investissements-nucleaire-renouvelables-38659.php4>
- [cite:13] Gaz d'Aujourd'hui, *Le rapport Lévy-Tuot propose un tournant radical du soutien public aux renouvelables* : <https://www.gazdaujourd'hui.fr/le-rapport-levy-tuot-propose-un-tournant-radical-du-soutien-public-aux-renouvelables/>
- [cite:15] Transitions & Énergies, *Rapport Lévy-Tuot sur le coût des renouvelables* : <https://www.transitionsenergies.com/rapport-levy-tuot-cout-renouvelables-pas-repondre-question-posee/>
- [cite:16] Connaissance des Énergies, *Pourquoi les prix de l'électricité sont-ils parfois négatifs ?* : <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/pourquoi-les-prix-de-lelectricite-sont-ils-parfois-negatifs>

- [cite:17] SDES, *La chaleur renouvelable en France* : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables/fr/3-la-chaleur-renouvelable-en-france>
- [cite:20] Projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025-2030, 2031-2035) : N°44 - CAEEDAMVF - Cahier d'acteur PPE.pdf <https://concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr>
- [cite:21] Connaissance des Énergies, *Le point sur la chaleur renouvelable en France métropolitaine* : <https://www.connaissancedesenergies.org/le-point-sur-la-chaleur-renouvelable-en-france-metropolitaine-241104>
- [cite:22] RTE, *Bilan électrique 2023 – Consommation* : <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2023/consommation>
- [cite:23] Ministère de la Transition écologique, *Biogaz* : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/biogaz>
- [cite:24] ENOV, *100 % énergie renouvelable en France en 2050 : possible ?* : <https://enov.eco/energie-100-renouvelable-france/>
- [cite:26] Fiche ADEME / Métha'Synergie, *La méthanisation* : <https://methasynergie.fr/wp-content/uploads/2023/07/Ademe-fiche-Methanisation-20230711-012221-9.pdf>
- [cite:28] SDES, *Consommation finale d'énergie par secteur et par énergie – Chiffres clés de l'énergie 2024* : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2024/7-consommation-finale-denergie-par-secteur-et-par-energie>
- [cite:29] ADEME, *Méthanisation* : <https://agirpourlatransition.ademe.fr/collectivites/conseils/energies/methanisation>
- [cite:30] Carbone 4, *Publication sur la chaleur renouvelable* : https://ecotechceram.com/wp-content/uploads/2023/02/Publication_Carbone_4_Chaleur_renouvelable.pdf