

Synthèse A4 du scénario

Objectif. Atteindre en 2050 un territoire **100 % EnR** (bouclage annuel) pour la Communauté Pays Basque : consommation d'énergie finale **divisée par ~2** et production locale EnR **multipliée par ~4**. [8]

Référence 2019 (diagnostic). Consommation finale : **6 446 GWh**. [4] Production EnR locale : **780,7 GWh** ($\approx 12\%$). [64] L'électricité EnR locale : **172 GWh** (hydraulique dominant, **46,2 MW** installés). [6]

Principes directeurs (retenus de ADEME / négaWatt / RTE / Shift).

(1) **Sobriété** (réduire les besoins) ; (2) **Efficacité** (rénover/optimiser/électrifier quand pertinent) ; (3) **Production EnR** adaptée au territoire ; (4) **Flexibilités + réseaux** pour l'intermittence ; (5) **Attention aux contraintes ressources (métaux)**. [65]

Cible demande 2050 (ordre de grandeur). Total **~3,0–3,4 TWh/an** : bâtiments $\sim 1,7–1,9$ TWh ; mobilités $\sim 0,9–1,1$ TWh ; industrie $\sim 0,25–0,30$ TWh ; agriculture $\sim 0,08–0,12$ TWh. [4]

Mix EnR 2050 (ordre de grandeur). Total production EnR **~3,1 TWh/an** :

- **PV** (priorité toitures/parkings/friches) : $\sim 0,9–1,2$ TWh (**~0,75–1,0 GWc**). [66]
- **Hydraulique** (maintien/optimisation) : $\sim 0,12–0,15$ TWh (**~46–55 MW**). [42]
- **Éolien** (si compatible biodiversité/acceptabilité) : $\sim 0,10–0,20$ TWh (**~50–80 MW**) ou compensation via coopération interterritoriale. [67]
- **Chaleur EnR** : biomasse (réseaux + domestique) $\sim 0,65–0,85$ TWh ; PAC/chaleur environnementale $\sim 0,5–0,8$ TWh ; solaire thermique + récupérations $\sim 0,1–0,2$ TWh. [42]
- **Biogaz** (gisement limité, rôle « pointe ») : $\sim 0,08–0,20$ TWh. [45]

Intermittence et stockage (hiérarchie). Pilotage demande → stockage thermique → batteries (lissage PV) → biogaz/CHP en pointe → réseaux/interconnexions. [12]

Contraintes clés. Biodiversité (Natura 2000 très présent) ; foncier limité littoral ; cadre agrivoltaïsme et planification EnR ; métaux critiques pour PV/batteries/réseaux ; acceptabilité sociale (concertation). [68]

Limites. Dépend de la réussite de la sobriété/rénovation ; biomasse contrainte ; investissements réseaux/stockage ; tensions matériaux et délais industriels. [69]

Scénario énergétique 100 % renouvelable pour la Communauté Pays Basque à l'horizon 2050

Executive summary

Ce document propose un **scénario énergétique 2050** visant **100 % d'énergies renouvelables (EnR)** pour Communauté d'agglomération Pays Basque [1], conformément à l'objectif du **Plan Climat Pays Basque** de **couvrir 100 % des besoins énergétiques** par des **EnR**, tout en réduisant fortement la demande. [2] L'horizon 2050 est retenu car il correspond au jalon de neutralité/décarbonation utilisé par les scénarios nationaux et par le Plan Climat local (vision 2050). [3]

Le point de départ (diagnostic 2019 du Plan Climat) est structurant : la consommation directe d'énergie sur le territoire est estimée à **6 446 GWh d'énergie finale** en 2019, avec une forte dépendance aux fossiles (produits pétroliers dominants, et >60 % fossile au total). [4] La production d'EnR **produites et consommées localement** est estimée à **780,7 GWh** en 2019, soit un taux de couverture d'environ **12 %**. [5] La production EnR locale est aujourd'hui majoritairement **thermique** (bois domestique notamment) ; l'électricité EnR locale (2019) est d'environ **172 GWh** dont **~75 % hydraulique** (46,2 MW installés sur 31 ouvrages), le reste venant du photovoltaïque et d'un peu de cogénération biomasse. [6]

Le scénario proposé s'aligne sur la logique « **sobriété → efficacité → production** » explicitement revendiquée par le Plan Climat (référence au triptyque négaWatt) et attendue dans le TD. [7] Il vise un ordre de grandeur cohérent avec la trajectoire locale : **-50 % de consommation d'énergie finale** à 2050 (≈ **3,1 à 3,3 TWh/an**), et **multiplication par ~4 de la production EnR locale** (≈ **3,1 TWh/an**) afin de **boucler** sur une année-type, comme annoncé dans la vision 2050 du Plan Climat. [8]

Le mix 2050 est conçu pour respecter les principales contraintes territoriales : littoral très urbanisé/artificialisé, arrière-pays agricole/forestier, forte sensibilité biodiversité (Natura 2000 couvrant près de 60 % du territoire selon l'avis environnemental). [9] En conséquence, l'effort se concentre sur : (a) **PV sur toitures et surfaces déjà artificialisées** (parkings, friches, zones d'activités), (b) **réseaux de chaleur et stockage thermique**, (c) **pompes à chaleur** (chaleur environnementale) et récupération de chaleur, (d) **hydraulique maintenue/optimisée**, (e) **biogaz** limité mais stratégique (pointe et usages sans alternative), (f) **éolien** possible mais **très encadré** (sites compatibles, évitement des zones sensibles), ou compensé par coopération interterritoriale si l'acceptabilité/écologie bloque localement. [10]

La gestion de l'intermittence repose sur la hiérarchie recommandée par les travaux nationaux : **pilotage de la demande**, **stockage** (court terme batteries + surtout stockage thermique), **moyens pilotables renouvelables** (biogaz/biomasse en dernier recours), et **réseaux/interconnexions** (dimensionnement et planification). [11] Ce point est central : un système à forte part d'EnR variables est techniquement envisageable à condition de développer fortement flexibilité, stockage, pointes et réseaux. [12]

Enfin, le scénario intègre explicitement la **dépendance aux ressources** (métaux et matériaux critiques) : PV, batteries, réseaux et, selon technologies, éolien, mobilisent des chaînes d'approvisionnement potentiellement tendues (enjeu documenté par des sources publiques françaises). [13] Cela renforce l'intérêt d'une stratégie « sobriété et efficacité d'abord », cohérente avec les scénarios ADEME[14] / négaWatt / RTE[15] / The Shift Project[16]. [17]

Contexte, périmètre et hypothèses

Le TD demande de **construire un scénario énergie 100 % renouvelable** pour la Communauté Pays Basque, en intégrant des références nationales (RTE, négaWatt, Shift Project, ADEME...) et en produisant un scénario complet décrivant technologies retenues, logique sobriété/efficacité, cohérence territoriale et capacités « pressenties » (qualitatives).

Le territoire étudié correspond à l'EPCI « CA du Pays Basque » (158 communes, ~322 000 habitants dans le support de cours). Une source institutionnelle environnementale rappelle un ordre de grandeur de **2 994 km²** et confirme les **158 communes**, avec des enjeux biodiversité élevés (nombreux sites Natura 2000). [18]

Le diagnostic énergétique local (année de référence 2019) fournit une base quantitative minimale, indispensable pour éviter un scénario « hors-sol » :

- **Consommation finale 2019** : 6 446 GWh. [4]
- **Répartition par grands secteurs** : bâtiments >50 % ; mobilité/transport de marchandises ~35 % ; industrie ~6 % ; agriculture ~2 %. [4]
- **Production EnR locale 2019** : 780,7 GWh (≈12 % de couverture). [5]
- **Électricité EnR locale 2019** : 172 GWh ; hydraulique ≈³/₄, puissance installée hydro 46,2 MW (31 ouvrages) ; PV 27 GWh ; cogénération biomasse 18 GWh. [6]
- **Chaleur EnR locale 2019** : 608 GWh, dominée par le bois domestique ; pompes à chaleur ≈15 % de la chaleur EnR ; solaire thermique 7 GWh (2 234 installations). [6]

Hypothèse temporelle : 2050 est retenu, car le Plan Climat local fixe explicitement des objectifs « à l'horizon 2050 » : **-49 %** (≈ -50 %) de consommations énergétiques et **100 % de couverture des besoins** par des EnR. [2] Cette cohérence « local ↔

national » est renforcée par le fait que les grands exercices prospectifs français sont construits autour de 2050 (neutralité/décarbonation). [19]

Hypothèse de bouclage « 100 % EnR » adoptée :

- Bouclage **annuel** sur l'énergie finale (tous vecteurs), avec une production EnR **territoriale** équivalente à la consommation du territoire (principe « territoire à énergie positive »). [2]

- Reconnaissance que les flux physiques passent par les réseaux nationaux (électricité, gaz) ; l'objectif est un bouclage comptable + une robustesse opérationnelle (flexibilités, stockage, réseau). [11]

Un élément utile du contexte TD1 est la grille critique « scénario final hybride » : elle converge vers **sobriété forte**, PV sur bâti/surfaces artificialisées, hydraulique « ossature stabilisatrice », biomasse hiérarchisée par usages (chaleur prioritaire), biogaz réservé à la pointe, et traitement explicite de l'intermittence par flexibilité/stockage/réseau.

Références nationales mobilisées et enseignements retenus

Le scénario territorial proposé est un « hybride organisé » qui retient des éléments compatibles entre scénarios nationaux, plutôt qu'un copier-coller sectoriel.

ADEME[14] — Transition(s) 2050 apporte une grille très utile: 4 scénarios contrastés (S1 sobriété contrainte, S2 coopérations territoriales, S3 technologies vertes, S4 pari réparateur) décrivent des trajectoires cohérentes vers la neutralité. [20] Ce que l'on retient ici :

- L'idée structurante que la **demande d'énergie baisse** dans tous les scénarios (avec des amplitudes différentes selon le choix de société). [21]

- La valeur méthodologique de S2 : **gouvernance partagée et coopération territoriale**, essentielle pour l'acceptabilité (foncier, paysages, biodiversité) et la mise à l'échelle (rénovation, réseaux). [22]

- La valeur technico-économique de S3 : **déploiement massif des solutions d'efficacité et d'EnR**, compatible avec une électrification ciblée (bâtiment, mobilité).

[20]

Association négaWatt[23] — on retient le **trptyque sobriété / efficacité / renouvelables**, explicitement repris par la stratégie locale (« triptyque négaWatt »). [24]

On retient également la vigilance sur les **flux physiques** et la **réduction de l'extraction de matières** : les scénarios de transition doivent être pensés avec les contraintes de ressources (matériaux, énergie) et pas uniquement avec des objectifs « carbone ». [25]

RTE[15] — on retient trois messages opérationnels clés : (1) l'action sur la consommation (efficacité voire sobriété) est indispensable, (2) la sortie des fossiles implique une transformation profonde du mix avec forte croissance des EnR, (3) les systèmes très renouvelables imposent **flexibilités** et **réseaux** (raccordements, renforcement, pilotage). [11] Les conditions identifiées par le travail conjoint RTE–AIE (pilotage de la demande, stockage à grande échelle, centrales de pointe, interconnexions, adaptation des règles de réserves, développement de réseaux) structurent directement la partie « gestion de l'intermittence » du scénario territorial. [26]

The Shift Project[16] — ce qui est retenu n'est pas un mix « cible » unique, mais un **cadre prudentiel** : la transformation énergétique est contrainte par des plafonds physiques (biomasse), des incertitudes industrielles et des tensions possibles sur les chaînes logistiques (matériaux). [27] Retenir ce cadre pousse à : (a) maximiser sobriété/efficacité, (b) hiérarchiser les usages de biomasse et de gaz décarbonés, (c) éviter de surdimensionner des solutions très matérielles si la demande peut être réduite autrement. [28]

Trajectoire de demande à 2050 par secteur

La trajectoire de demande suit le principe local « maîtrise des consommations » et substitution des fossiles par des EnR, en ciblant prioritairement **bâtiments** et **mobilités**, qui pèsent le plus lourd dans la consommation 2019. [29] Le Plan Climat local indique explicitement un objectif de **réduction d'environ 50 %** des consommations d'énergie finale à 2050 (référence 2019). [8]

Hypothèses de cadrage « sobriété → efficacité → production »

- **Sobriété** : réduire les besoins de services (km parcourus, surfaces chauffées, températures, achats énergivores), organiser différemment (télétravail, mutualisation, sobriété matérielle). Cette approche est cohérente avec l'orientation « sobriété » annoncée dans le Plan Climat et avec les scénarios nationaux à forte baisse de demande. [30]
- **Efficacité** : rénover/mieux isoler, électrifier quand c'est pertinent (rendements), optimiser procédés industriels/tertiaires. L'idée que l'efficacité et l'électrification doivent remplacer les fossiles est cohérente avec les cadres SNBC/trajectoires 2050 cités dans les études nationales. [31]
- **Production** : développer des EnR adaptées au territoire, en hiérarchisant foncier/biodiversité/acceptabilité, et en concevant la flexibilité comme un « système » (et pas une techno isolée). [32]

Tableau de cadrage de la demande (ordre de grandeur)

Secteur	Référence 2019 (part)	Ordre de grandeur 2019 (GWh/an)	Hypothèse 2050 (sobriété+efficacité)	Ordre de grandeur 2050 (GWh/an)
Bâtiments (résidentiel + tertiaire)	>50% [4]	~3 600–3 800	Rénovation performante + baisse besoins chaleur + systèmes EnR (PAC, réseaux)	~1 700–1 900
Mobilité + fret	~35% [4]	~2 200–2 300	Réduction km + report modal + forte électrification + logistique optimisée	~900–1 100
Industrie	~6% [4]	~380–400	Efficacité + chaleur fatale + électrification ciblée	~250–300
Agriculture	~2% [4]	~120–130	Sobriété carburants + optimisation engins + biogaz/élec sur usages pertinents	~80–120
Total	100%	6 446 [4]	Objectif – 50% (±) [8]	~3 000–3 400

La cohérence avec les scénarios nationaux peut être explicitée simplement dans le rendu : les scénarios ADEME présentent tous une **demande finale nationale 2050** en

baisse par rapport à 2015, avec des niveaux très différents selon le degré de sobriété (par exemple S1 ~790 TWh vs 2015 ~1 772 TWh). [21] L'objectif local de -50 % est donc « dans la fourchette » d'une trajectoire de transition ambitieuse, sans être le scénario le plus extrême. [33]

Mix renouvelable territorial et zonage

Le Plan Climat local décrit une géographie énergétique typique : **littoral très urbanisé/artificialisé et concentrant population/activité**, versus **arrière-pays agricole/forestier/naturel**. [34] Cette géographie impose de raisonner en **zones fonctionnelles** :

- **Littoral** : densité, contraintes foncières, enjeux paysagers, potentiel PV « bâti » et chaleur fatale. [35]
- **Urbain (centralités)** : rénovation, réseaux de chaleur, PV toitures/ombrières, flexibilité via pilotage. [36]
- **Rural** : PV sur bâtiments agricoles, friches, méthanisation (gisement organique), biomasse sous contrainte. [37]
- **Montagne** : hydraulique (déjà structurante), potentiel de stockage gravitaire (à expertiser), bois/forêt, mais contraintes biodiversité fortes (Natura 2000). [38]

Ce schéma est cohérent avec les contraintes environnementales : l'avis environnemental souligne la richesse biodiversité et l'ampleur des zonages (Natura 2000 près de 60 %), ce qui milite pour **éviter** les implantations EnR à fort impact dans les milieux sensibles et privilégier les emprises déjà anthropisées. [39]

Ordres de grandeur 2050 de capacités et productions

Le Plan Climat local indique que la vision 2050 suppose (i) une réduction ~50 % de la demande et (ii) une **production EnR multipliée par 4** vs 2019 pour couvrir l'ensemble des consommations. [8] On propose donc un mix 2050 **~3,1 TWh/an** (ordre de grandeur) réparti de façon compatible avec la structure 2019 (hydraulique déjà présent, chaleur biomasse déjà dominante, PV encore faible mais extensible). [6]

Filière	Référence 2019 (prod.)	Cible 2050 (prod. annuelle)	Capacité 2050 (ordre de grandeur)	Zones prioritaires	Justification / contraintes
PV (toitures + surfaces artificialisées)	27 GWh [6]	~900–1 200 GWh	~750–1 000 MWc	Littoral, urbain, zones d'activités, parkings	Priorité aux sites « moindre impact » (choix d'implantation déterminant). [40]
Éolien terrestre (très encadré)	(non structurant localement)	~100–200 GWh	~50–80 MW	Crêtes/secteurs compatibles (à cartographier)	Doit respecter exigences d'études d'impact (oiseaux/chiroptères) et éviter zones sensibles. [41]
Hydraulique (maintien + optimisation)	($\approx \frac{3}{4}$ des 172 GWh élec) + 46,2 MW [6]	~120–150 GWh	~46–55 MW	Montagne, vallées	Potentiel additionnel limité ; priorité modernisation/gestion. [42]
Biomasse chaleur (bois, réseaux)	Chaleur EnR 608 GWh (dominée bois) [6]	~650–850 GWh	(MWth : à dimensionner par projets)	Rural + centralités (réseaux de chaleur)	Hiérarchiser les usages, limiter impacts air/biodiversité. [43]
Pompes à chaleur + chaleur environnementale	2 ^e source chaleur EnR (~15% de 608 GWh) [6]	~500–800 GWh (chaleur renouvelable)	(diffus)	Urbain + rural	Levier majeur « EnR chaleur » mais dépend d'électricité décarbonée et du réseau. [42]

Filière	Référence 2019 (prod.)	Cible 2050 (prod. annuelle)	Capacité 2050 (ordre de grandeur)	Zones prioritaires	Justification / contraintes
Solaire thermique (dont réseaux)	7 GWh [6]	~40–120 GWh	(MWth : à dimensionner)	Urbain/ périurbain (ECS collective, réseaux)	Technologie sobre en métaux critiques vs batteries (à comparer en ACV). [44]
Biogaz / biométhane / cogénérations pilotables	5 GWh [6]	~80–200 GWh (énergie)	10–30 MWé équivalent (si cogénération)	Rural (effluents, biodéchets)	Ressource limitée : réserver aux usages sans alternative + pointe hivernale. [45]
Géothermie (surface / boucles) + récupération chaleur (eaux usées, industrie)	(non chiffré localement dans le résumé)	~50–150 GWh (chaleur utile)	(projets localisés)	Urbain dense / sites tertiaires	Fort intérêt sur zones denses (réseaux) ; nécessite études locales. [46]

Lecture: l'essentiel n'est pas la précision au GWh près (TD3 quantifiera), mais la **cohérence** avec (i) le diagnostic 2019, (ii) les ordres de grandeur 2050 du Plan Climat (–50 % demande, ×4 EnR), (iii) les conditions techniques RTE (flexibilités + réseaux) et (iv) les contraintes foncier/biodiversité. [47]

Gestion de l'intermittence, stockage et réseaux

Les retours d'expérience nationaux convergent : un mix dominé par PV/éolien exige une **approche système**. Le rapport RTE–AIE précise que la sécurité d'alimentation peut être garantie dans un système majoritairement variable **si** les flexibilités sont développées fortement : pilotage de la demande, stockage grande échelle, centrales de pointe, interconnexions. [26] Les « principaux résultats » de RTE indiquent aussi l'intérêt économique de combiner **pilotage de la demande, interconnexions,**

stockage hydraulique, et **batteries pour accompagner le solaire**, tout en soulignant la nécessité de redimensionner rapidement les réseaux. [48]

Stockage (ordres de grandeur et hiérarchisation)

Sans faire de dimensionnement fin (TD3), on peut proposer une **hiérarchie de stockage** compatible avec la doctrine RTE–AIE :

- **Stockage thermique** (bâtiments + réseaux de chaleur) : prioritaire car il traite le principal usage énergétique local (chaleur) et réduit la pointe électrique. [49]
- **Batteries** (stationnaires + véhicules électriques via recharge pilotée) : utile pour lisser PV (intra-journalier) et fournir services système, en gardant en tête l'enjeu matériaux. [50]
- **Pompage/STEP** : très efficace mais fortement contraint géographiquement et écologiquement ; à expertiser en montagne (études sites). [51]
- **Gaz renouvelable** (biométhane) : à réserver à la **pointe** et aux usages non électrifiables, conformément aux cadres « biomasse contrainte ». [52]

Tableau qualitatif chiffré :

Besoin couvert	Solution prioritaire	Ordre de grandeur 2050 (à affiner TD3)	Point de vigilance
Pointe chaleur hivernale	Stockage thermique + réseaux	(capacité dépend du nombre de réseaux)	Foncier & gouvernance réseaux. [8]
Lissage PV jour/nuit	Batteries + effacement	~quelques centaines de MWh à ~1 GWh	Métaux critiques (Li, Ni, etc.). [53]
Semaines sans vent/soleil	Pilotage + hydro + biogaz	Pilotable « en dernier recours »	Nécessite planification et stocks. [12]
Sécurité système	Réseau + réserves + prévisions	Renforcement structurel	Acceptabilité infrastructures. [12]

Mise en œuvre, acceptabilité, contraintes et limites

Le Plan Climat local montre qu'une trajectoire 2050 suppose une démarche structurée et partenariale : il décrit une construction concertée (ateliers, forums, plateforme participative) et une logique d'orientations stratégiques. [54] La littérature nationale insiste de même sur la nécessité d'anticipation, de planification de long terme et de concertation pour les réseaux et infrastructures. [12]

Contraintes

Foncier et biodiversité. L'Office français de la biodiversité [55] rappelle que l'enjeu majeur du PV au sol est le **choix des sites** et la conception « moindre impact » (séquence éviter-réduire-compenser). [40] L'avis environnemental souligne l'importance des espaces naturels protégés (Natura 2000) et des menaces biodiversité (artificialisation, tourisme, régime hydraulique), ce qui renforce la priorité aux surfaces déjà anthropisées. [18]

Réglementation photovoltaïque sur terrains agricoles/naturels. Le cadre français a été renforcé : la **loi d'accélération des EnR** et le **décret agrivoltaïsme** encadrent les conditions d'implantation de PV sur terrains agricoles, naturels ou forestiers. [56] Dans un scénario territorialisé, cela se traduit par une règle simple : **toitures/parkings/friches d'abord**, puis agrivoltaïsme uniquement si la production agricole reste principale et si les critères réglementaires sont respectés. [57]

Éolien et impacts. Les projets doivent s'appuyer sur des études d'impacts robustes (oiseaux/chiroptères) et sur les protocoles nationaux ; c'est un déterminant d'acceptabilité et de faisabilité. [58]

Ressources, métaux et « criticité ». Un rapport public français sur les ressources minérales critiques souligne l'enjeu de dépendances et d'approvisionnements pour les énergies bas-carbone. [53] RTE intègre explicitement des analyses de type « bilan matières » / criticité dans ses travaux prospectifs. [48] The Shift Project insiste sur les risques de ruptures d'approvisionnement et sur le caractère structurant des chaînes logistiques de matériaux sur plusieurs décennies. [27] Conséquence directe pour le TD : **plus la demande est réduite**, moins on dépend de déploiements matériels maximaux (PV+batteries+réseaux), et plus le scénario est robuste. [59]

Limites et risques du scénario (section obligatoire)

Le scénario est faisable « sur le papier » parce qu'il suit les ordres de grandeur du Plan Climat (–50 % demande, x4 EnR) et les conditions système RTE–AIE (flexibilités + réseaux). [36] Ses limites principales à annoncer clairement :

- **Risque d'insuffisance de sobriété réelle** : la trajectoire –50 % suppose des transformations sociales et organisationnelles fortes (mobilités, habitat). [60]
- **Biomasse contrainte** : l'augmentation de la biomasse doit rester soutenable (biodiversité, sols, qualité de l'air) et hiérarchisée (chaleur prioritaire, pointe). [61]
- **Dépendance aux réseaux** : un territoire ne s'autonomise pas physiquement à chaque instant ; la robustesse dépend de raccordements et d'un réseau renforcé, enjeu d'acceptabilité. [11]
- **Tensions matériaux/chaînes logistiques** : PV, batteries et réseaux mobilisent des minerais critiques, ce qui peut affecter coûts, délais et souveraineté. [62]
- **Incertitudes climat** : le diagnostic local montre déjà un réchauffement observé et des impacts (températures, événements extrêmes), ce qui peut affecter hydro, biomasse, besoins de confort et résilience infrastructures. [63]

[1] [4] [5] [6] [8] [23] [29] [36] [37] [38] [42] [43] [45] [47] [49] [54] [60] [63] [64] [69]
communaute-paysbasque.fr

https://www.communaute-paysbasque.fr/fileadmin/mediatheque/Publications/Eau_et_environment/Plan_Climat_Pays_Basque/PLAN-CLIMAT-FR-WEB.pdf

[2] [3] [7] [9] [16] [30] [34] [35] [55] Plan Climat Pays Basque

<https://www.communaute-paysbasque.fr/institution/nos-publications/publication/plan-climat-pays-basque>

[10] [40] [66] <https://ofb.gouv.fr/ecoconcevoir-les-projets-de-parcs-solaires-photovoltaiques-au-sol>

<https://ofb.gouv.fr/ecoconcevoir-les-projets-de-parcs-solaires-photovoltaiques-au-sol>

[11] [48] [50] <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-12/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats.pdf>

<https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-12/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats.pdf>

[12] [26] [31] [32] [46] https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf

https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf

[13] [15] [44] [53] [62] https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/publications/rapport_08_cgdd_ressources_minerales_critiques_energies_bas_carbone_juillet2023.pdf

https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/publications/rapport_08_cgdd_ressources_minerales_critiques_energies_bas_carbone_juillet2023.pdf

[14] [18] [39] [51] [61] [67] [68] https://www.mrae.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/pp_2020_9718_pcaet_capb_signe.pdf

https://www.mrae.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/pp_2020_9718_pcaet_capb_signe.pdf

[17] [19] [21] [33] Transcription textuelle des contenus présentés sur la page « Bilan comparé des 4 scénarios » - ADEME

<https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/les-scenarios/transcription-textuelles-des-contenus-presentes-sur-la-page-bilan-compare-des-4-scenarios/>

[20] [22] Les scénarios - ADEME

<https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/les-scenarios/>

[24] [65] <https://www.negawatt.org/sobriete-efficacite>

<https://www.negawatt.org/sobriete-efficacite>

[25] <https://www.negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022>

<https://www.negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022>

[27] [28] [52] [59] L'évaluation énergie-climat du PTEF (relecture)

<https://theshiftproject.org/app/uploads/2025/01/Note-evaluation-energie-climat-PTEF-v1.1.pdf>

[41] [58] https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/Guide_EIE_MAJ%20Paysage_20201029-2.pdf

https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/Guide_EIE_MAJ%20Paysage_20201029-2.pdf

[56] <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000047294244/>

<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000047294244/>

[57] <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000049386027>

<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000049386027>