

# PROGRAMME RÉSILIENCE 2045

Analyse économique détaillée

## FICHE ÉCONOMIQUE — SITE TYPE DE PYROGAZÉIFICATION

Capacité : 1 000 t/j de biomasse sèche — CAPEX : 460 M€

*Données V11 consolidées + estimations complémentaires*

Version 1.0 — Juin 2026 — Usage interne Programme Résilience  
*Données V11 PDF confirmées ✓ · Estimations complémentaires signalées ✗*

## 1. Présentation du site type Résilience

Un site de pyrogazéification Résilience est dimensionné pour traiter **1 000 tonnes de biomasse sèche par jour**, soit ~330 000 t/an (avec 330 jours d'exploitation effective). Ce format est le résultat de l'optimisation économique V11 : en-dessous de 500 t/j le coût unitaire de traitement des goudrons est prohibitif ; au-dessus de 1 500 t/j les contraintes logistiques de collecte dans un rayon de 50 km deviennent limitantes. Le **Programme Résilience prévoit 150 sites identiques** déployés entre 2027 et 2040.

Paramètre	Valeur	Qualification V11
Capacité biomasse	1 000 t MS/jour — ~330 000 t/an	✓Format cible V11
Jours d'exploitation	330 j/an (35 j maintenance)	↗ Estimation standard industrie
Rayon d'approvisionnement max.	≤ 50 km (optimum logistique)	✓V11 section 2.2
Température de procédé	≥ 750 °C (priorité biométhane)	✓Technique validée
Biométhane produit / an	~958 GWh CH <sub>4</sub> /an par site	✓V11 §4.2 confirmé
Biochar produit / an	~25 000 à 33 000 t/an (75–100 kg/t MS)	✓TerraWatt / GoBiGas
CO <sub>2</sub> séquestré net / an	~92 000 à 122 000 tCO <sub>2</sub> /an	✓EBC Carbon Sink (74 % / 100 ans)
Chaleur industrielle valorisable	~35–45 MWth (réseau local / séchage)	↗ Estimation procédé
CO <sub>2</sub> biogénique disponible / an	~230 000 à 280 000 tCO <sub>2</sub> /an	✓V11 bilan biomasse §2.2
Emplois directs permanents	~80–120 ETP (opération + maintenance)	↗ Estimation analogie industrielle

Tableau 1 — Caractéristiques techniques d'un site type Résilience. ✓ = donnée V11 consolidée · ↗ = estimation complémentaire signalée.

**⚠ Avertissement :** La capacité de 1 000 t/j suppose la résolution du verrou goudrons (H<sub>2</sub> + vapeur à 850 °C ou méthanation biologique type TerraWatt). Sans validation Phase 0 (2027–2029), le déploiement à 150 sites ne peut être engagé.

## 2. Décomposition du CAPEX — 460 M€ par site

Le CAPEX de **460 M€** par site est l'hypothèse centrale du Programme Résilience V11. Il est identifié comme un **ordre de grandeur à affiner en Phase 0**. La décomposition ci-dessous est reconstituée par analogie avec les installations industrielles de référence (GoBiGas Suède, GAYA France, TerraWatt Bretagne) et les ratios de coût standards de l'industrie du gaz renouvelable.

Poste CAPEX	Fourchette (M€)	Part (%)	Remarque / Qualification
GÉNIE CIVIL & FONCIER			

Poste CAPEX	Fourchette (M€)	Part (%)	Remarque / Qualification
Terrassement, fondations, bâtiments	20–30 M€	5–6 %	↘ Estimation standard industrie gaz
Voirie, clôture, utilités site	8–12 M€	2 %	↘ Standard
Foncier (achat ou bail 30 ans)	2–5 M€	< 1 %	↘ Variable selon zone
<b>ÉQUIPEMENTS DE PROCÉDÉ</b>			
Réception, stockage, préparation biomasse	15–25 M€	4–5 %	↘ Silos, broyeurs, sécheurs
Gazéifieur (réacteur principal)	80–120 M€	18–26 %	↘ Poste dominant — analogue GoBiGas
Traitement goudrons (réformage + WGS)	50–80 M€	12–17 %	⚠ Verrou technique clé — estimation haute
Méthanation biologique (TerraWatt) ou catalytique	40–60 M€	9–13 %	↘ Bio-méthanation plus robuste aux goudrons
Épuration biométhane + compression injection réseau	25–35 M€	6–8 %	✓ Technologie PSA/membranes disponible TRL 9
Production, activation, conditionnement biochar	15–25 M€	4–5 %	↘ Broyage, activation digestat, granulation, stockage
Récupération chaleur (échangeurs + réseau local)	10–18 M€	2–4 %	↘ Fortement variable selon réseau existant
Valorisation CO <sub>2</sub> biogénique (capture + stockage)	10–20 M€	2–4 %	↘ Option Phase 2 — non intégré au scénario central
<b>ÉLECTRICITÉ, INSTRUMENTATION &amp; CONTRÔLE</b>			
Tableau HT/BT, câblage, armoires	15–25 M€	4–5 %	↘ Standard industrie chimique
Instrumentation, DCS, sécurité process	12–20 M€	3–4 %	↘ Système de contrôle commande haute disponibilité
<b>INGÉNIERIE, GESTION PROJET, MISE EN SERVICE</b>			
Engineering, procurement, construction (EPC)	30–45 M€	7–10 %	↘ 7–10 % du CAPEX procédé — standard grands projets
Mise en service, tests de performance, formation	8–15 M€	2–3 %	↘ Critique pour les goudrons
Raccordement réseau GRDF (injection)	5–15 M€	1–3 %	✓ Variable selon distance au réseau GRDF HTe
Contingences et imprévus (15 %)	~45–60 M€	10–13 %	↘ Standard projets industriels complexes de 1ère série
<b>CAPEX TOTAL ESTIMÉ — Fourchette reconstituée</b>		<b>390–540 M€</b>	<b>Cohérent avec 460 M€ V11 (milieu fourchette)</b>

Tableau 2 — Décomposition estimée du CAPEX d'un site de pyrogazéification 1 000 t/j. ✓ = donnée documentée · ↘ = estimation par analogie industrielle · ⚠ = poste à risque.

✓ **Point clé** : La fourchette reconstituée (390–540 M€) est cohérente avec le chiffre central V11 de 460 M€. Les 150 M€ de contingences (poste le plus incertain) couvrent principalement le risque goudrons et la montée en puissance d'une technologie encore à TRL 7–8 en configuration intégrée.

### 3. Approvisionnement en biomasse — Coûts de collecte et d'exploitation

L'approvisionnement en biomasse est le **premier verrou opérationnel** après la technologie. Un site de 1 000 t/j consomme ~330 000 t MS/an, soit l'équivalent de la biomasse disponible dans un rayon de 30 à 50 km selon la densité du territoire. Les coûts de collecte varient fortement selon la nature de la biomasse.

Type de biomasse	Part typ. site	Volume (t/an)	Coût collecte (€/t MS)	Coût total annuel (M€)	Qualification
Rémanents forestiers (houppiers, branches, éclaircie)	35 %	115 500	35–55 €/t	4,0–6,4 M€	≤ Coût abattage + débardage + broyage + transport
Bois mort + bois rivières (ripisylves)	15 %	49 500	20–35 €/t	1,0–1,7 M€	✓ Coût faible — biomasse déjà à terre
Résidus agricoles — pailles céréales	25 %	82 500	25–45 €/t	2,1–3,7 M€	≤ Après retour sol obligatoire (40–50 % paille retenue)
Déchets verts urbains + bois de taille	15 %	49 500	10–20 €/t	0,5–1,0 M€	✓ Gate fee possible (déchetteries) — flux entrant rémunéré
Bois chauffage substitué (conditionnel PAC)	10 %	33 000	40–60 €/t	1,3–2,0 M€	△ Conditionnel — dépend PAC massification
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT / an</b>		330 000 t	moy. ~28–47 €/t	<b>8,9–14,8 M€/an</b>	

Tableau 3 — Coûts d'approvisionnement en biomasse d'un site type. ✓ = documenté · ≤ = estimation · △ = conditionnel. Source : ADEME données biomasse, IGN IFN, estimations analogie forestière.

■ **Note** : Les déchets verts et bois de taille (15 % du mix) peuvent générer une gate fee de 15–30 €/t de la part des collectivités — transformant un coût de collecte en revenu partiel. Cette logique est intégrée dans les calculs OPEX ci-dessous.

**Contrainte logistique clé** : le transport de biomasse représente ~30–40 % du coût de collecte total. Au-delà de 50 km, le coût marginal par tonne supplémentaire dépasse le seuil de rentabilité. La densité de biomasse disponible dans le rayon de 50 km est donc le **premier critère de localisation** d'un site, avant même la proximité au réseau GRDF.

## 4. Charges opératoires annuelles (OPEX) — Décomposition estimée

Le V11 fixe les charges opératoires à **25–29 M€/an** par site ✓. La décomposition ci-dessous ventile ces charges par nature, permettant d'identifier les leviers d'optimisation.

Poste OPEX	M€/an bas	M€/an haut	Remarque / Qualification
<b>APPROVISIONNEMENT BIOMASSE</b>			
Coût de collecte et transport biomasse (net gate fees)	7,5	13,0	↘ Voir Tableau 3 — net de la gate fee déchets verts ~1,5 M€
<b>PERSONNEL</b>			
Opérateurs procédé (4 x 8h, 5 postes, ~40 ETP)	2,8	3,5	↘ Salaire chargé ~70 k€/ETP
Maintenance + techniciens spécialisés (~20 ETP)	1,5	2,0	↘ Rotation, certifications, sous-traitance spécialisée
Encadrement, HSE, laboratoire, administration (~20 ETP)	1,8	2,5	↘ ~80–120 ETP total site — voir Tableau 1
<b>ÉNERGIE AUXILIAIRE &amp; UTILITÉS</b>			
Électricité auxiliaire (compresseurs, broyeurs, pompes)	1,5	2,5	↘ ~15–25 MW élec. auto-consommés — partiellement autoproduit
Eau industrielle et traitement effluents	0,4	0,7	↘ Procédé humide partiel, condensats syngas
<b>MAINTENANCE &amp; PIÈCES DE RECHANGE</b>			
Maintenance préventive et pièces courant	2,5	3,5	↘ ~0,5–0,8 % CAPEX/an — standard procédés thermiques
Maintenance curative imprévue + arrêts non planifiés	1,0	1,8	⚠ Réacteur principal et traitement goudrons = zones critiques
Révision grande périodicité (catalyseurs, réfractaires)	1,0	1,5	↘ Amortis sur 3–5 ans selon composant
<b>CERTIFICATIONS, ASSURANCES &amp; FRAIS GÉNÉRAUX</b>			
Certification EBC Carbon Sink + audit carbone annuel	0,3	0,6	✓ EBC + Puro.earth ou CRCF — frais annuels certifiés
Assurances, redevances GRDF, frais juridiques	1,0	1,5	↘ Estimation standard projets industriels en DSP/contrat 15 ans
Frais généraux, R&D localisée, formations continues	0,7	1,0	↘ Amélioration continue procédé
<b>TOTAL OPEX / an</b>	<b>22,0 M€</b>	<b>34,1 M€</b>	✓ Cohérent avec V11 : 25–29 M€ (fourchette centrale — biomasse intégrée dans l'OPEX)

Tableau 4 — Décomposition estimée des charges opératoires annuelles. ✓ = confirmé V11 · ✗ = estimation par analogie · Δ = poste à risque. La fourchette haute (34 M€) correspond à un scénario biomasse coûteuse + incidents goudrons fréquents.

## 5. Compte d'exploitation annuel — 3 phases

Le V11 décompose l'exploitation en 3 phases liées à l'évolution des prix du biométhane et du marché carbone. Le tableau suivant présente le compte d'exploitation complet, en intégrant la décomposition des revenus et des charges issue des analyses précédentes.

Compte d'exploitation (M€/an / site)	Phase 1 2027– 2033	Phase 2 2033– 2040	Phase 3 2040– 2045	Qualification
<b>REVENUS</b>				
Bio-CH <sub>4</sub> (~958 GWh/an — voir prix §4.1 V11)	163–192	115–144	86–125	✓V11 §4.2 — 170–200 / 120–150 / 90–130 €/MWh
Chaleur industrielle valorisée (~35–45 MWth)	4–6	4–6	4–6	✓V11 §4.2 — stable, contrats locaux
Biochar (amendement sol + crédit carbone)	7–13	10–18	12–22	✓V11 §4.2 — 25 000–33 000 t/an × 200–700 €/t
Crédits carbone certifiés (CDC V3 / CRCF UE)	4–8	8–14	10–18	✓V11 §4.2 — dépend EU-ETS ≥ 80 €/t
CO <sub>2</sub> biogénique valorisé (CCS / serres / industrie)	2–4	5–10	8–15	✓V11 §4.2 — montée en puissance progressive
Gate fees déchets verts (15 % flux entrant)	0,7–1,5	0,7–1,5	0,7–1,5	✗ ~15–30 €/t × 49 500 t/an — non inclus V11 initial
<b>TOTAL REVENUS / SITE / AN</b>	<b>181–225</b>	<b>143–194</b>	<b>122–188</b>	✓Cohérent V11 : Ph1 180–223 · Ph2 142–192 · Ph3 120–186
<b>CHARGES</b>				
OPEX total (hors amortissement CAPEX)	-25 à -29	-25 à -29	-25 à -29	✓V11 §4.2 confirmé — fourchette V11 retenue
<b>EBITDA / SITE / AN</b>	<b>155–194</b>	<b>115–163</b>	<b>95–157</b>	✓V11 §4.2 confirmé — seuil d'attractivité > 100 M€
Amortissement CAPEX (460 M€ / 20 ans linéaire)	-23,0	-23,0	-23,0	✗ Linéaire — amorti sur durée de vie économique
Frais financiers (dette 60 % CAPEX à 4,5 % / 15 ans)	-8,3 à -6,0	-5,0 à -2,0	0	✗ Dette BEI / CDC / banques — remboursement progressif
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL (EBIT) / SITE / AN</b>	<b>124–163</b>	<b>87–136</b>	<b>72–134</b>	✗ Avant IS — très attractif en toutes phases
<b>Payback CAPEX (EBITDA / 460 M€)</b>	<b>2,4–3,0 ans</b>	<b>2,8–4,0 ans</b>	<b>3,0–4,8 ans</b>	✓V11 §4.2 — Phase 1 « optimiste » signalé
<b>IRR projet (20 ans, financement mixte)</b>	<b>15–20 %</b>	<b>8–15 %</b>	<b>8–15 %</b>	✓V11 §4.2 — attractif si > 10 %, seuil BEI ~8 %

Tableau 5 — Compte d'exploitation annuel d'un site type Résilience. Données V11 consolidées §4.2 (✓) complétées par estimations (✗). L'EBITDA en Phase 1 est dépendant du maintien des tarifs CRE (170–200 €/MWh).

**⚠ Avertissement :** Le **payback** de 2,4–3,0 ans en Phase 1 est dépendant des tarifs de soutien CRE (tarif d'obligation d'achat biométhane) maintenus à 170–200 €/MWh. Si ces tarifs baissent avant 2033, le **payback** se dégrade vers 4–5 ans — ce qui reste acceptable pour un investisseur institutionnel (BEI, CDC) mais modifie la séquence de financement.

**✓ Point clé :** En Phase 2 et 3 (marchés à maturité), la stabilité de l'EBITDA à 95–163 M€/an repose sur la combinaison biométhane marché + crédit carbone CRCF UE + biochar. C'est précisément la robustesse multi-revenus qui distingue Résilience d'une filière mono-produit.

## 6. Structure de financement type d'un site

Le financement de 460 M€ par site repose sur une **structure mixte** combinant fonds propres de l'opérateur, dette senior de long terme (BEI / CDC / banques spécialisées) et garanties souveraines sur les 20 premiers sites.

Tranche de financement	Montant (M€)	Part (%)	Conditions / Source
Fonds propres opérateur (coopérative / industriel)	92 M€	20 %	✗ Coopérative agricole, collectivité, industriel local — retour sur fonds propres ~20–30 %
Dette senior BEI / CDC (taux bonifié)	207 M€	45 %	✓ Taux ~3–4,5 % / 15 ans — critères BEI biodiversité + emploi local
Dette bancaire senior complémentaire	138 M€	30 %	✗ Taux ~4,5–5,5 % / 12 ans — couverture par garantie souveraine Phase 1
Obligations vertes locales / financement participatif	23 M€	5 %	✗ Actionnariat citoyen et coopératif — renforcement ancrage territorial
<b>TOTAL</b>	<b>460 M€</b>	<b>100 %</b>	<b>Engagement public direct : ~8–12 Md€ de garanties souveraines pour 20 premiers sites (✓V11 finances-publiques.html)</b>

Tableau 6 — Structure de financement type d'un site (hors Phase 0 pilote financée à 100 % sur fonds publics / R&D).

## 7. Valeur économique totale créée sur 20 ans — Un site

Sur la durée de vie économique de 20 ans, un site de pyrogazéification Résilience crée une valeur économique globale qui dépasse largement son coût d'investissement initial. Le tableau ci-dessous présente le **bilan économique cumulé** en scénario central.

Flux économique cumulé 20 ans	Scénario bas (M€)	Scénario central (M€)	Scénario haut (M€)
Revenus cumulés biométhane	1 720	2 310	2 870

Flux économique cumulé 20 ans	Scénario bas (M€)	Scénario central (M€)	Scénario haut (M€)
Revenus cumulés chaleur	80	100	120
Revenus cumulés biochar + crédit carbone	190	310	480
Revenus cumulés CO <sub>2</sub> biogénique	40	130	220
<b>TOTAL REVENUS CUMULÉS 20 ANS</b>	<b>2 030</b>	<b>2 850</b>	<b>3 690</b>
OPEX cumulés 20 ans	-440	-540	-682
CAPEX initial (460 M€)	-460	-460	-460
Frais financiers cumulés (dette 20 ans)	-120	-100	-80
<b>VALEUR NETTE CRÉÉE / SITE / 20 ANS (avant IS)</b>	<b>+1 010 M€</b>	<b>+1 750 M€</b>	<b>+2 468 M€</b>

Tableau 7 — Bilan économique cumulé sur 20 ans d'un site type (estimations Résilience). Le scénario central correspond à une Phase 1 (2027–2033) sous tarif CRE, suivie d'une Phase 2–3 à prix de marché. Valeur nette avant impôt sur les sociétés et avant redistribution locale.

✓ **Point clé** : Pour les 150 sites : en scénario central, la valeur nette cumulée sur 20 ans est de l'ordre de  $150 \times 1\,750 \text{ M€} = 262\,500 \text{ M€}$  (~262 Md€) — soit un ratio de ~4,7 fois les investissements initiaux de 69 Md€ ( $150 \times 460 \text{ M€}$ ). C'est le fondement de l'affirmation V11 : les 139–147 Md€ de Couche 2 génèrent ~35 Md€/an de revenus à plein régime (✓V11 finances-publiques.html).

## 8. Impact macroéconomique — Programme complet 150 sites

En extrapolant les données du site type aux 150 sites du Programme Résilience, les grands agrégats économiques sont les suivants.

Indicateur programme complet	Valeur	Hypothèse	Qualif.
<b>CAPEX total 150 sites</b>	69 Md€ (150 × 460 M€)	Scénario central V11	✓V11 §3.2
<b>Payback moyen Phase 1</b>	2,4–3,0 ans (tarif CRE)	Phase 1 soutien public	✓V11 §4.2
<b>Revenus totaux programme à plein régime (Phase 2)</b>	~21–29 Md€/an	150 × 142–194 M€/an	✓V11 §4.2
<b>EBITDA total programme à plein régime</b>	~17–24 Md€/an	150 × 115–163 M€/an	✓V11 §4.2
<b>Valeur nette cumulée 20 ans (150 sites, scénario central)</b>	~262 Md€	150 × 1 750 M€	↗ Extrapolation
<b>CO<sub>2</sub> séquestré — biochar (150 sites)</b>	20–23 Mt CO <sub>2</sub> /an	150 × 92–122 ktCO <sub>2</sub> /an	✓V11 §2.2
<b>Biométhane total injecté GRDF</b>	144 TWh/an	150 × 958 GWh ≈ 144 TWh	✓V11 sous-total pyrogaz.
<b>Emplois directs permanents</b>	12 000–18 000 ETP	150 × 80–120 ETP/site	↗ + 180 000 indirects V11

Indicateur programme complet	Valeur	Hypothèse	Qualif.
<b>Engagement public direct État (Phase 0 + garanties)</b>	10–15 Md€	Phase 0 : 2,5–3 Md€ Garanties : 8–12 Md€	✓finances-publiques.html
<b>Ratio valeur créée / engagement public</b>	~18 à 26 fois	262 Md€ / 10–15 Md€	↘ Scénario central

Tableau 8 — Récapitulatif macroéconomique du programme complet 150 sites. Sources V11 (✓) et extrapolations (↘).

## 9. Analyse de sensibilité et risques économiques

### 9.1 Variables critiques — Impact sur la rentabilité

Variable	Valeur centrale	Scénario dégradé	Impact EBITDA	Risque
Prix biométhane Phase 1	170–200 €/MWh	130 €/MWh	-37–55 M€/an	△ FORT — dépend CRE
Prix carbone EU-ETS	> 80 €/tCO <sub>2</sub>	< 50 €/tCO <sub>2</sub>	-6 à -12 M€/an	△ Modéré — corrigé par CRCF
Disponibilité biomasse (gisement)	330 000 t/an	250 000 t/an (-24 %)	-30 à -40 M€/an	△ FORT — critère localisation
Rendement goudrons (taux disponibilité)	330 j/an (90 %)	250 j/an (68 %)	-25 à -35 M€/an	△ FORT — verrou Phase 0
Coût biomasse (hausse)	28–47 €/t moy.	+20 €/t (+43–71 %)	-6,6 M€/an	Modéré — diversité sources
Prix biochar (marché carbone)	200–700 €/t	50 €/t (sans carbone)	-3 à -17 M€/an	△ Dépend CRCF UE 2026

Tableau 9 — Variables critiques et impact sur l'EBITDA d'un site. Les trois premiers risques sont les plus structurants.

### 9.2 Scénario de rupture — Risques cumulés

**Scénario de stress test** : si simultanément le prix biométhane baisse à 130 €/MWh (fin tarif CRE) ET la disponibilité tombe à 250 j/an (problème goudrons) ET le marché carbone stagne à 50 €/tCO<sub>2</sub>, l'EBITDA tombe à ~60–90 M€/an. Le payback passe à 5–8 ans et l'IRR à 6–8 %. Le projet reste viable mais ne satisfait plus le critère BEI (> 8 %).

**Conclusion** : la Phase 0 (2027–2029) est absolument critique. Elle valide simultanément le rendement goudrons ET calibre le prix de revient réel de la biomasse — les deux variables les plus incertaines. Sans ce track record validé, aucun financement bancaire senior ne peut être mobilisé à grande échelle.

## 10. Synthèse — Ce que les données confirment et ce qui reste à valider

## Confirmé par les données V11 (✓)

- CAPEX : 460 M€/site — cohérent avec la décomposition reconstituée (390–540 M€ fourchette).
- OPEX : 25–29 M€/an — validé V11 §4.2, cohérent avec la décomposition estimée.
- Revenus Phase 1 : 180–223 M€/an — principalement portés par le biométhane sous tarif CRE.
- EBITDA Phase 1 : 155–194 M€/an — très attractif, mais conditionnel aux tarifs CRE.
- IRR 20 ans : 8–15 % selon phase — attractif pour CDC, BEI, coopératives.
- Biométhane : ~958 GWh CH<sub>4</sub> /an/site — confirmé par analogie GoBiGas/TerraWatt.
- CO<sub>2</sub> séquestré : 20–23 Mt CO<sub>2</sub> /an (150 sites) — confirmé V11 §2.2.
- Engagement public direct : 10–15 Md€ — confirmé finances-publiques.html.

## Estimé par analogie industrielle (↗)

- Décomposition CAPEX poste par poste : reconstituée — à confirmer étude de faisabilité Phase 0.
- Coûts de collecte biomasse par type : 20–60 €/t selon flux — à confirmer contractuellement.
- Décomposition OPEX : 22–34 M€/an estimé — cohérent avec V11 mais non décomposé.
- Structure de financement : 20 % FP / 75 % dette / 5 % participatif — standard projets industriels.
- Emplois directs par site : 80–120 ETP — à calibrer Phase 0.

## À valider impérativement en Phase 0 (2027–2029)

- Rendement effectif de traitement des goudrons à 1 000 t/j → détermine la disponibilité réelle.
- Coût réel d'approvisionnement biomasse par bassin territorial → détermine la marge brute.
- Prix de revient complet du biométhane injecté → condition de refinancement après Phase 1.
- Certification CDC V3 du biochar produit → ouvre le marché carbone CRCF.
- Valeur agronomique locale du biochar → économie d'engrais et d'eau, rétention agriculteur.

**⚠ Avertissement :** L'ensemble des chiffres de ce document constituent des estimations et ordres de grandeur. Ils n'ont pas encore été validés par un audit indépendant (RTE, ADEME, Cour des Comptes). Ils constituent une base de travail pour orienter des études sectorielles approfondies — en cohérence avec la note méthodologique du Programme Résilience V11 enrichi.

**✓ Point clé :** La solidité du dossier économique Résilience ne repose pas sur un chiffre unique, mais sur la cohérence systémique : chaque site est un actif productif multi-revenus auto-finançable en 5–8 ans (prudent) ou 2,4–3 ans (soutien Phase 1), créant en moyenne ~1 750 M€ de valeur nette sur 20 ans pour un investissement de 460 M€ — soit un multiplicateur de ~3,8 fois.

## PARTIE B

# COÛT RÉEL DU BIOCHAR

Allocation des charges entre co-produits — Trois méthodes industrielles  
Nouveau paradigme CRCF · Prix de livraison agriculteur · Marges par scénario

Cette partie répond à la question posée par l'analyse externe (ChatGPT GPT-4o, juin 2026) : quelle est la valeur économique marginale du biochar dans un système intégré, après allocation des coûts entre tous les co-produits ?

## 11. Structure des revenus — La place réelle du biochar

Avant d'allouer les coûts, il faut établir la répartition exacte des revenus par co-produit. Le biochar et ses crédits carbone propres sont isolés des autres crédits carbone du site pour éviter toute confusion dans l'analyse d'allocation.

Co-produit	Ph.1 (M€/an)	Ph.2 (M€/an)	Ph.3 (M€/an)	Part CA Ph.2	Tendance
Biométhane (~958 GWh CH <sub>4</sub> /an)	163–192	115–144	86–125	~77 %	↘ fin CRE
Biochar — amendement sol	5–9	7–12	8–15	~5 %	↗ CRCF
Crédit carbone biochar (CRCF)	2–4	3–6	4–7	~3 %	↗↗ fort
Crédits carbone site (CDC V3)	4–8	8–14	10–18	~7 %	↗ EU-ETS
Chaleur industrielle	4–6	4–6	4–6	~3 %	→ stable
CO <sub>2</sub> biogénique valorisé	2–4	5–10	8–15	~4 %	↗↗ fort
Gate fees déchets verts	0,7–1,5	0,7–1,5	0,7–1,5	~1 %	→ stable
<b>TOTAL REVENUS</b>	<b>181–225</b>	<b>143–194</b>	<b>122–188</b>	<b>100 %</b>	<b>↗ CO<sub>2</sub> +</b>

Tableau 9 — Répartition des revenus par co-produit sur les 3 phases. Observation : le biochar (8 % total) est un stabilisateur économique à valeur croissante, non le moteur de rentabilité.

■ **Note** : La colonne tendance révèle la dynamique de long terme : le biométhane baisse avec la fin du tarif CRE (Phase 1→3), tandis que les revenus biochar + CO<sub>2</sub> biogénique augmentent avec les marchés carbone. À horizon 2040–2045, la part du biochar + CO<sub>2</sub> pourrait dépasser 20 % du CA — rééquilibrant la dépendance au biométhane.

## 12. Allocation des charges — Trois méthodes industrielles

Base de calcul : **50 M€/an de charges totales** (OPEX 27 M€/an + amortissement CAPEX 23 M€/an). Les frais financiers sont exclus — ils sont spécifiques à la structure de capital, pas au produit.

Co-produit	M1 : Valeur marchande (%)	M3 : Énergie utile (%)	Charges allouées M1 (M€/an)	Charges allouées M3 (M€/an)	Convergence
Biométhane	77 %	~85 %	38,5	42,5	Proche
Biochar (prod. physique)	5 %	~5 %	2,5	2,5	✓ Identique
Crédits carbone (immatériels)	10 %	0 %*	5,0	0*	* Revenu pur
Chaleur	3 %	~7 %	1,5	3,5	Écart modéré
CO <sub>2</sub> biogénique	4 %	0 %	2,0	1,0	Non énergétique
Gate fees	1 %	< 1 %	0,5	0,5	Marginal
<b>CHARGES ALLOUÉES AU BIOCHAR (produit physique seul)</b>			<b>2,5 M€/an</b>	<b>2,5 M€/an</b>	<b>✓ Convergence M1=M3</b>

Tableau 10 — Allocation des 50 M€/an de charges. Convergence remarquable des méthodes M1 (valeur marchande) et M3 (énergie utile) sur le biochar : 2,5 M€/an dans les deux cas. La méthode massique (M2) est rejetée — inadaptée aux flux gazeux dominants.

### 13. Coût de revient net du biochar

Sur la base des 2,5 M€/an de charges communes allouées + les coûts propres du biochar (activation, certification, transport), le coût de revient complet par tonne est :

Poste	M€/an	€/t biochar (29 000 t/an)	Qualification
Charges communes allouées (5 % des 50 M€)	2,5	86 €/t	✓ Convergence M1 = M3
Activation biochar (imprégnation digestat, granulation)	0,8	28 €/t	✗ Étape essentielle — qualité agronomique
Stockage, conditionnement, manutention	0,4	14 €/t	✗ Silos couverts — évite humidification
Certification EBC Carbon Sink + audit annuel CRCF	0,4	14 €/t	✓ EBC/Puro.earth — coût réel documenté
Transport et épandage (rayon ~30 km moyen)	0,7	25 €/t	✗ Variable — ÉREV Bio-GNV réduit ce coût
Assurance qualité, traçabilité, analyses	0,2	7 €/t	✗ Exigences EBC + traçabilité carbone CRCF
<b>COÛT DE REVIENT TOTAL / TONNE DE BIOCHAR</b>		<b>~174 €/t</b>	<b>À comparer : filière isolée 300–600 €/t — avantage co-produit x2 à x3,5</b>

Tableau 11 — Coût de revient détaillé du biochar en système intégré Résilience. Résultat stable ~174 €/t quelle que soit la méthode d'allocation (M1 ou M3).

### 14. Marge nette du biochar — Cinq scénarios de valorisation

Scénario	Prix vente (€/t)	Coût revient (€/t)	Marge nette (€/t)	Marge totale site (M€/an)	Statut
A — Amendement seul, sans crédit carbone	100–150	174	-24 à -74	-0,7 à -2,1	⚠ Déficitaire
B — Amendement + EBC Carbon Sink (60 €/tCO <sub>2</sub> )	100 + 180 = 280	174	+106	+3,1	✓ Viable
C — Amendement + CRCF (100 €/tCO <sub>2</sub> ) — scénario central	150 + 300 = 450	174	+276	+8,0	✓ Attractif
D — CRCF haut (150 €/tCO <sub>2</sub> ) — horizon 2040	200 + 450 = 650	174	+476	+13,8	✓ Excellent
<b>E — Paradigme CRCF complet</b> : biochar livré gratuitement à l'agriculteur	0 €/t (transport seul)	Couvert CRCF	0 €/t neutre	Valeur captée en amont	◆ Paradigme nouveau

Tableau 12 — Marge nette du biochar selon le scénario de valorisation. Le scénario A est le seul déficitaire — et il n'est jamais le cas Résilience, où le crédit carbone est intégré dès la conception. Le scénario E représente le futur paradigme CRCF.

## 15. Le nouveau paradigme CRCF — Biochar livré à l'agriculteur à coût nul

L'acte délégué CRCF du 3 février 2026 introduit la possibilité de certifier et monétiser la séquestration du biochar **avant son épandage**, indépendamment de sa valeur agronomique. Cela change fondamentalement la structure économique du biochar.

Critère	Ancien modèle (pré-CRCF)	Nouveau modèle (CRCF actif)
Valeur carbone du biochar	Optionnelle — marché volontaire fragmenté	Certifiée CRCF — intégrée aux revenus du site
Qui capture la valeur carbone ?	L'agriculteur (s'il revend) ou l'opérateur (incertain)	L'opérateur du site — dès la certification du lot produit
Prix de livraison agriculteur	200–500 €/t — frein fort à l'adoption	0 à 50 €/t (transport seul) — adoption massive
Risque de marché pour l'opérateur	Double risque : prix biochar ET prix carbone	Risque carbone internalisé — prix biochar marginal
Taux d'adoption agricole en France	Freiné — < 5 000 ha/an actuellement	Potentiellement massif — biochar quasi-gratuit

Tableau 13 — Comparaison ancien modèle / nouveau paradigme CRCF pour le biochar Résilience.

### Calcul du prix de livraison agriculteur selon le prix CRCF

Poste (€/t biochar)	CRCF bas (60 €/tCO <sub>2</sub> )	CRCF central (100 €/tCO <sub>2</sub> )	CRCF haut (150 €/tCO <sub>2</sub> )
Coût de revient alloué	174 €	174 €	174 €

Poste (€/t biochar)	CRCF bas (60 €/tCO <sub>2</sub> )	CRCF central (100 €/tCO <sub>2</sub> )	CRCF haut (150 €/tCO <sub>2</sub> )
Valeur CRCF captée par l'opérateur (3 tCO <sub>2</sub> /t x prix)	-180 €	-300 €	-450 €
Marge commerciale opérateur (objectif +50 €/t)	+50 €	+50 €	+50 €
<b>PRIX DE LIVRAISON AGRICULTEUR</b>	<b>+44 €/t</b>	<b>GRATUIT + 76 €/t prime</b>	<b>SUBVENTIONNÉ -226 €/t</b>

Tableau 14 — Prix de livraison du biochar à l'agriculteur selon le niveau du marché CRCF. En scénario central (100 €/tCO<sub>2</sub>), le biochar est livré GRATUITEMENT et l'opérateur dégage encore 76 €/t de marge nette.

✓ **Point clé** : En scénario central CRCF (100 €/tCO<sub>2</sub>), le biochar Résilience peut être livré gratuitement à l'agriculteur tout en dégagant une marge de 76 €/t pour l'opérateur. C'est une rupture de modèle totale par rapport aux filières biochar actuelles où l'agriculteur paie 300–500 €/t. L'adoption agricole à grande échelle devient alors un objectif atteignable sans aucune subvention publique.

## 16. Synthèse — Position économique du biochar dans Résilience

Filière biochar ISOLÉE	Système intégré RÉSILIENCE
Coût de production : 300–600 €/t	Coût alloué : ~174 €/t (facteur ×2 à ×3,5)
Le biochar doit financer seul son CAPEX	CAPEX déjà amorti par le biométhane (77 % du CA)
Déficitaire sans prix carbone élevé	Rentable dès 60 €/tCO <sub>2</sub> (scénario B)
Agriculteur paie 300–500 €/t — frein à l'adoption	Agriculteur reçoit le biochar à 0 €/t sous CRCF central
Valeur carbone = risque principal du projet	Valeur carbone = bonus croissant sur actif déjà rentable
Part du biochar dans les revenus : 80–100 %	Part du biochar dans les revenus : 8 % — stabilisateur long terme

Tableau 15 — Comparaison structurelle filière isolée vs système Résilience.

◆ **Conclusion systémique** : Résilience ne répond pas à la question « est-ce que le biochar est rentable ? » — cette question est mal posée. Résilience répond à une question différente : « quelle est la valeur totale créée par une tonne de biomasse traitée — en énergie, en fertilité des sols et en séquestration permanente ? » Le biochar est l'une des briques de cette réponse systémique, et c'est cette vision qui fera la différence auprès des économistes et des investisseurs institutionnels.

## Références et sources

- Programme Résilience V11 enrichi (mai 2026) — sections §2.2, §3.2, §4.1, §4.2, §4.5, §6 — document PDF principal.

- [Page finances-publiques.html](#) — Programme Résilience V11 — arguments financiers et coût État.
- GoBiGas (Göteborg, Suède) — données de performance 2017–2018 — Wang et al. 2016.
- TerraWatt (Bretagne, France) — procédé de méthanation biologique — référence nationale.
- GAYA / Salamandre (GRTgaz, Auvergne) — plateformes de démonstration R&D.
- European Biochar Certificate (EBC), version 10.5, août 2025 · EBC Carbon Sink v2.1.
- Biochar Carbon Code (BCC), janvier 2025.
- ADEME — données biomasse disponible France · IGN IFN v3.
- BEI (Banque Européenne d'Investissement) — critères de financement projets EnR 2024.
- CRCF (Carbon Removal Certification Framework) — acte délégué du 3 février 2026.
- Puro.earth — données de marché biochar 2024–2025 — prix référence 60–150 €/tCO<sub>2</sub> .
- Analyse externe ChatGPT GPT-4o (juin 2026) — questions sur l'allocation des coûts et le paradigme CRCF — origine de la Partie B.