

PROGRAMME RÉSILIENCE 2045

Architecture énergétique France — Dossier consolidé Version V11

Scénario de résilience — Complément à l'électrification — Architecture hybride électricité + gaz + biochar
JD Mai 2026 | V11 enrichi — CAPEX comparatif complet réintégré depuis V10

Ce document V11 enrichi réintègre la section 3.2 'Comparaison CAPEX complète' qui figurait dans V10 mais avait été simplifiée dans V11. Il conserve toutes les qualifications V11 (✓/ Plausible / Δ) et ajoute l'analyse de la nature des investissements (actifs productifs vs coûts nets) qui était absente des deux versions précédentes.

Partie 1 — Bilan énergétique global

1.1 Les trois scénarios — Tableau de synthèse

Secteur	Actuel TWh	BEV TWh élec	Résil. TWh élec	Résil. TWh bio-CH ₄	Résil. TWh therm.	Note
Logements + tertiaire	500	250	250	—	30	PAC + élec directe. Chaleur fatale pyrogaz.
Industrie	350	200	200	—	10	Électrification procédés + biométhane HT > 500°C
VL + VU + Bus	300	150	120	75	—	77 % km élec / 23 % Bio-GNV — ÉREV Atkinson 41–46 %
Poids lourds longue dist.	250	100	30	170	—	30 % élec + 70 % Bio-GNV — autonomie 800–1 000 km
Aviation	150 kéro	150 kéro	25	50 bio-LNG	—	CC élec + Long-courrier bio-LNG
Agriculture + autres	50	40	40	—	10	Tracteurs ÉREV + méthanisation ferme
TOTAL	1 600	750 TWh	665 TWh	295 TWh	50 TWh	Résilience : –85 TWh réseau vs BEV + 295 TWh bio-CH ₄

Point clé Résilience : –85 TWh sur le réseau électrique signifient moins d'infrastructure à construire, moins de nucléaire, moins de renforcement réseau. Le bio-CH₄ (295 TWh) n'est pas un substitut volumétrique au gaz fossile — c'est un outil de stabilisation du réseau électrique pour ce qu'il ne peut pas couvrir seul : stockage saisonnier, pilotabilité hivernale, mobilité longue distance.

Partie 2 — Architecture biomasse et bio-CH₄

2.1 Mécanisme FC nucléaire — L'avantage Sabatier

BEV — FC 75,9 %	Résilience — FC 85,9 %
<p>FC = disponibilité × modulation. Sans puits pour absorber les surplus ENR, le nucléaire module à la baisse aux heures de fort solaire. 57 TWh/an gaspillés.</p> <p>Pour produire 430 TWh → 64,65 GW → 21 EPR2.</p>	<p>FC = disponibilité uniquement. Les électrolyseurs PEM Sabatier absorbent instantanément tout surplus ENR. Nucléaire en baseload pur. FC = 85,9 %.</p> <p>Pour produire 400 TWh → 53,10 GW → 14 EPR2.</p> <p><i>Économie : 7 EPR2 = 84 Md€. [✓] Mécanisme démontré]</i></p>

📁 Note méthodologique — Lecture des «EPR2»

Les 21 (BEV) et 14 (Résilience) EPR2 désignent les **unités neuves à construire**, au format standard ~1,65 GW / ~12 Md€ par réacteur — et non le parc nucléaire total. Ils viennent compléter un socle de **~30 GW de parc existant maintenu en service à l'horizon 2045**, après arrêt programmé de la série des réacteurs de 900 MW (les plus anciens du parc français, mis en service entre 1977 et 1987, qui auraient alors 58 à 68 ans). Ce socle de 30 GW est strictement identique dans les deux scénarios — seul le nombre d'EPR2 neufs diffère :

- BEV : 30 GW (socle) + 21 × 1,65 GW (neuf) = 64,65 GW
- Résilience : 30 GW (socle) + 14 × 1,65 GW (neuf) = 53,10 GW

14 EPR2 d'ici 2045 correspond au maximum jugé industriellement faisable pour la France sur cet horizon (cadences de construction, chaîne d'approvisionnement, ressources humaines qualifiées — enseignements du chantier de Flamanville). 21 EPR2, soit 50 % de plus, excède cette capacité industrielle démontrée.

Le scénario BEV ne repose donc pas seulement sur un investissement supérieur (+84 Md€ sur le seul poste EPR2), mais sur une **hypothèse de déploiement nucléaire dont la faisabilité même reste incertaine** — un risque de scénario distinct, et probablement plus structurant, que le seul écart de coût.

2.2 Bilan biomasse par source — V11 central ~262 TWh

Source	Vol. Mt/an	Voie	CH ₄ TWh/an	Biochar Mt/an	CO ₂ séq. Mt/an	CO ₂ dispo Mt/an	Qualif.
PYROGAZÉIFICATION LIGNOCELLULOSIQUE — 150 sites × 1 000 t/j							
Bois chauffage substitué (conditionnel PAC)	16	Pyrogaz.	~48	3,6	10,6	10,7	⚠ Conditionnel
Bois mort + rémanents forestiers	13–15	Pyrogaz.	38–44	3,1	9,3	9,4	✓ Robuste
Houppiers + branches	8–10	Pyrogaz.	22–27	1,8	5,3	6,0	Plausible
Éclaircies non commerciales	7–10	Pyrogaz.	20–28	1,6	4,6	5,4	Plausible
Ripisylves + bois rivières	3–4	Pyrogaz.	8–11	0,7	2,0	2,7	✓ Robuste
Résidus tempêtes (variable)	3–5	Pyrogaz.	8–14	0,7	2,0	3,3	Variable

SOUS-TOTAL PYROGAZ.	50–60	—	144–172	11,5–13,5	33,8–39	37–43	✓Central
MÉTHANISATION — BIOMASSE HUMIDE							
Pailles céréales	12–18	Méthani.	26–40	—	—	3,9–5,8	△Tension
Résidus viti/arbori/maraîch.	6–9	Méthani.	11–16	—	—	1,6–2,4	✓
CIVE	7–8	Méthani.	13–14	—	—	1,8–2,1	✓RED II
Biodéchets + boues STEP	7–11	Méthani.	8–12	—	—	1,1–1,8	✓AGEC
SOUS-TOTAL MÉTHANISATION	32–46	—	58–82	—	—	8–12 Mt	Central 70
SABATIER — Surplus ENR curtailés	—	Sabatier	~40 TWh	—	CO ₂ recyclé	—	Plausible TRL 7–8
TOTAL V11	82–106	—	254–282	11,5–13,5	33,8–39	45–55	Central ~262

Partie 3 — Comparaison architectures BEV vs Résilience

3.1 Tableau de synthèse technique

Indicateur	BEV tout-électrique	Résilience ÉREV + Bio-GNV	Analyse
Consommation élec réseau/an	750 TWh	665 TWh	-85 TWh — moins d'infrastructure à construire
Nucléaire installé	64,65 GW — 21 EPR2	53,10 GW — 14 EPR2	-7 EPR2 = -84 Md€. FC BEV 75,9 % vs 85,9 % Résilience
Déficit pilotable janvier	-59,77 GW	-10,56 GW	Résilience 5x plus robuste
Stockage saisonnier	Non résolu — batteries = 4–8h max	RÉSOLU — GRDF 130 TWh souterrains	87x le stockage électrique national. Zéro CAPEX
Bio-CH ₄ total	0	254–282 TWh/an (central ~262)	Pyrogaz. + méthani. + Sabatier
Biochar séquestré	0	20–23 Mt CO ₂ /an	Séquestration permanente > 100 ans
5 situations critiques	Non résolues — rupture hivernale	Toutes résolues — mécanisme passif ÉREV	Sans smart grid, sans décision conducteur
CAPEX total transition	794–1 096 Md€	~540–690 Md€	Économie centrale ~315 Md€ [Δ ordre de grandeur]
Emplois créés	Importés (batteries asiatiques)	200 000+ non délocalisables	Bassins forestiers, agri, industrie locale

3.2 Comparaison CAPEX complète — Transition 2025–2045

Cette section présente la décomposition poste par poste des deux trajectoires. Elle reprend la structure V10 (section 3.2) en y intégrant les qualifications V11. Le CAPEX BEV (794–1 096 Md€) et le CAPEX Résilience (540–690 Md€) ne sont comparables que si on examine les mêmes postes des deux côtés.

Clé de lecture : les deux totaux contiennent (A) une couche commune aux deux scénarios et (B) une couche spécifique à chacun. La couche commune est identique — la différence vient entièrement de la couche spécifique. Le différentiel central ~315 Md€ est un ordre de grandeur à affiner par études sectorielles indépendantes.

Poste d'investissement	BEV tout-élec.	Résilience V11	Écart	Qualif.
PRODUCTION ÉLECTRIQUE				
Solaire (+85–90 GW BEV / +65–70 GW Résilience)	64–77 Md€	49–60 Md€	-4 à -28 Md€	✓
Éolien terrestre (+10 GW BEV / +7–8 GW Résilience)	12–15 Md€	8–12 Md€	-3 à -7 Md€	✓
Éolien marin (+30–32 GW BEV / +18–22 GW Résilience)	96–122 Md€	58–84 Md€	-12 à -64 Md€	✓
EPR2 (21 unités x 12 Md€ BEV / 14 unités Résilience)	252 Md€	168 Md€	-84 Md€	✓
SOUS-TOTAL PRODUCTION	424–466 Md€	283–324 Md€	-140 Md€ central	
INFRASTRUCTURES				

Réseau électrique RTE — renforcement	80–120 Md€	50–70 Md€	-40 à -50 Md€	✓
Bornes DC BEV (500 000 x 150–450 kW) vs stations Bio-GNV	40–60 Md€	4,5–11 Md€	-30 à -55 Md€	✓
Véhicules — surcoût transition 33 M (BEV 60–150 kWh vs ÉREV 20–25 kWh)	150–250 Md€	80–140 Md€	-70 à -110 Md€	Plausible
Perte valeur actifs gaziers GRDF (200 000 km + stockages 130 TWh)	100–200 Md€	0 Md€	-100 à -200 Md€	△

FILIÈRES BIO-CH₄ — COUCHE 2 RÉSILIENCE

Pyrogazéification 150 sites x 1 000 t/j x 460 M€	0	69 Md€	+69 Md€ — autofinancé 5–8 ans	✓
Méthaniseurs boostés H ₂ (300 unités retrofit)	0	18 Md€	+18 Md€	✓
Électrolyseurs PEM Sabatier (50 GW — absorbe 67 TWh ENR)	0	35 Md€	+35 Md€ — TRL 7–8	Plausible
Infrastructure Bio-GNV (3 500–4 000 stations VL + 700–800 PL)	0	4,5–11 Md€	+4,5–11 Md€	✓
Valorisation CO ₂ résiduel (CCS + serres + minéralisation)	0	8–10 Md€	+8–10 Md€ — ROI 7–9 ans	Plausible
R&D ÉREV + certifications	0	4,5 Md€	+4,5 Md€	✓
SOUS-TOTAL COUCHE 2	0	139–147 Md€ brut	Net ~117 Md€ après revenus CO ₂ + biochar	Plausible
TOTAL CAPEX TRANSITION 2025–2045	794–1 096 Md€	540–690 Md€	-254 à -406 Md€ central ~ -315 Md€	△ Ordre de grandeur

△ AVERTISSEMENT MÉTHODOLOGIQUE : le différentiel ~315 Md€ est un ordre de grandeur. La 'perte valeur actifs gaziers' (100–200 Md€) est le poste le plus incertain — il dépend des décisions réglementaires européennes sur l'avenir des réseaux gaz. La Couche 2 Résilience (139–147 Md€) est en revanche documentée poste par poste. Le CAPEX BEV (794–1 096 Md€) et le CAPEX Résilience (540–690 Md€) doivent être validés par des études sectorielles indépendantes (RTE, ADEME, Cour des Comptes) avant toute utilisation dans un document officiel.

Nature des investissements — une différence fondamentale

À montant comparable, les investissements Résilience et BEV n'ont pas la même nature économique. C'est la différence la plus importante, rarement mentionnée dans les comparaisons de CAPEX.

Critère	Investissements spécifiques BEV	Investissements spécifiques Résilience
Montant	224–320 Md€ (infrastructure + véhicules premium)	139–147 Md€ (Couche 2 filières bio-CH ₄)
Nature	Coûts nets — sans retour économique direct	Actifs productifs — génèrent des revenus

Revenus générés	0 €/an directs	~35 Md€/an à plein régime (bio-CH ₄ + biochar + chaleur + CO ₂)
Payback	Aucun (coûts secs)	5–8 ans (prudent) — 2 ans (scénario tarifs CRE)
Valeur sur 20 ans	–224 à –320 Md€ nets	+560 Md€ nets (revenus – CAPEX)
Risque principal	Dépendance importation batteries asiatiques	Risques techniques (goudrons, gisement)
Emplois créés	Importés (batteries)	200 000+ non délocalisables

Conclusion : la comparaison CAPEX 540–690 vs 794–1 096 Md€ est conservatrice. Elle compare des montants bruts sans tenir compte du fait que les 139–147 Md€ de la Couche 2 Résilience génèrent ~35 Md€/an de revenus sur 20 ans (soit ~700 Md€ cumulés). L'avantage économique réel de Résilience vs BEV est donc de l'ordre de 250–350 Md€ en CAPEX seul, et de 900–1 050 Md€ sur 20 ans en valeur totale créée vs coût net.

Partie 4 — Modèle économique — Version prudente V11

4.1 Évolution du prix du biométhane — 3 phases

Phase	Période	Prix bio-CH ₄	Composition	Qualif.
Phase 1 Soutien public	2027–2033	170–200 €/MWh	Tarif CRE + carbone ~30 €/MWh + marché ~80 €/MWh	△ Dépend tarifs CRE
Phase 2 Transition	2033–2040	120–150 €/MWh	Marché ~90 + EU-ETS ~40 + prime qualité	Plausible si EU-ETS > 80 €/t
Phase 3 Maturité	2040–2045	90–130 €/MWh	Prix marché gaz + prime renouvelable + carbone	Hypothèse basse prudente

4.2 Rentabilité par site — CAPEX et revenus

Flux	Phase 1 M€/an	Phase 2 M€/an	Phase 3 M€/an	Qualif.
Bio-CH ₄ (~958 GWh CH ₄ /an)	163–192	115–144	86–125	△ Dépend tarifs CRE phase 1
Chaleur industrielle valorisée	4–6	4–6	4–6	✓ Stable — contrats locaux
Biochar (carbone + amendement)	7–13	10–18	12–22	Marché en croissance
Crédits carbone certifiés CDC V3	4–8	8–14	10–18	Dépend EU-ETS
CO ₂ biogénique valorisé	2–4	5–10	8–15	Montée en puissance progressive
TOTAL REVENUS/SITE	180–223	142–192	120–186	Fourchettes prudentes
Charges opératoires	-25 à -29	-25 à -29	-25 à -29	△ Verrou goudrons intégré
EBITDA/SITE	155–194	115–163	95–157	✓ Attractif si >100 M€
CAPEX/SITE	460 M€	—	—	Option A retenue
Payback	2,4–3,0 ans	5–8 ans	5–8 ans	△ Optimiste phase 1
IRR 20 ans	15–20 %	8–15 %	8–15 %	Attractif si > 10 %

Partie 5 — Les 5 situations critiques

Ces situations correspondent à des configurations normales et récurrentes. Le mécanisme de résilience est passif : l'ÉREV bascule automatiquement en Bio-GNV sans décision conducteur, sans smart grid, sans signal prix.

Situation	Déficit BEV (GW)	Déficit Résil. (GW)	Réduction	Mécanisme Résilience
Grand froid hivernal (jan, -5 à -10°C, COP PAC ÷ 2)	-65 à -80	-10 à -20	-75 %	ÉREV thermique : -40 GW demande. Électrolyseurs stoppés : -50 GW libérés. Bio-CH ₄ secours : +10-20 GW pilotables.
Anticyclone hivernal (3-5 jours sans vent)	-55 à -65 durable	-5 à -15	-80 %	Stockage GRDF 130 TWh : 3-5 jours couverts. Bio-CH ₄ = pilotable météo-indépendant.
Canicule estivale (35-40°C, climatisation)	-40 à -55 soirée	-5 à -15	-73 %	Solaire fort en journée. ÉREV limite recharge en soirée sur batterie.
Grands déplacements estivaux (recharge rapide)	-70 à -90 rupture	-10 à -20	-83 %	ÉREV autonomie GNV 500 km sans borne. Pas de saturation bornes DC.
Vendredi avant Pâques (chassé-croisé 18h)	-84 à -116	-8 à -30	-75-80 %	ÉREV Bio-GNV pendant trajet + recharge lente nocturne. Surcharge réseau +65 GW → +12 GW.
BILAN	Rupture 5/5	Gérable 5/5	-70 à -90 %	Mécanisme passif — aucun smart grid requis — ordres de grandeur plausibles non encore modélisés RTE

△ Les chiffres de réduction (70-80 %) sont des estimations basées sur les bilans de puissance V11. Ils n'ont pas encore été modélisés par RTE ou un organisme indépendant. Ce sont des ordres de grandeur plausibles — pas des résultats certifiés. Une modélisation fine est recommandée en phase pilote.

Partie 6 — Plan industriel 2027–2045

Phase	Période	Sites cumulés	CAPEX phase	CH ₄ TWh/an	Jalons et conditions
Phase 0 — Pilote + Validation CDC V3	2027–2029	5 sites	2,5–3 Md€	~3 TWh	GAYA/Salamandre sites 1+2. Validation ≥ 2,7 MWh/t MS. Traitement goudrons validé. CDC V3 complet. CONDITION : sans Phase 0, pas de Phase 1.
Phase 1 — Accélération conditionnelle	2029–2033	75 sites	34,5 Md€	~72 TWh	7 sites/an SI track record Phase 0 validé. Garantie Souveraine 20 premiers sites. BPI+CDC+BEI. Contrats biomasse 15 ans. Formation 5 000 techniciens.
Phase 2 — Maturité	2033–2040	150 sites	34,5 Md€	144–172 TWh	10 sites/an. Financement marché si IRR > 10 % démontré. Formation cumulée 20 000 techniciens.
Phase 3 — SOEC optionnel	2038–2045	Retrofit 75 sites	Variable	+12 TWh bonus	Conditionnel TRL 9 confirmé. Non intégré au scénario central.

Conclusion — Bilan V11 consolidé et nuancé

Indicateur V11	Valeur	Qualification
Bio-CH ₄ total	254–282 TWh/an (central ~262)	Plausible — cohérent IGN/ADEME/FCBA
Biochar certifié CDC V3	11,5–13,5 Mt/an	Plausible si sites déployés — H/C ≤ 0,4 · T° ≥ 550°C
CO ₂ séquestré net biochar	20–23,5 Mt CO ₂ /an	Plausible avec certification — fraction > 100 ans estimée par proxy
Contribution carbone totale	55–80 Mt CO ₂ e/an	Ordre de grandeur — flux distincts sans double comptage
CAPEX pyrogazéification	69 Md€ (150 × 460 M€)	Ordre de grandeur — à affiner Phase 0
Payback par site	5–8 ans (prudent) 2,4–3 ans (soutien CRE)	Fourchette honnête pour experts financiers
IRR estimé	8–15 % selon phase	Attractif si > 10 % — BEI/CDC seuil ~8 %
Économie vs BEV (CAPEX)	~250–350 Md€	Ordre de grandeur — à affiner études sectorielles indépendantes Décomposition disponible section 3.2
Emplois non délocalisables	200 000+ directs+indirects	Plausible sur 15 ans

Le Programme Résilience V11 est un scénario hybride crédible. Sa force n'est pas un chiffre unique mais une cohérence systémique : électricité + gaz renouvelable + stockage saisonnier + biochar + flexibilité réseau + valorisation déchets + infrastructure existante. C'est cette cohérence qui le rend stratégiquement solide — à condition d'être présenté comme un scénario complémentaire à l'électrification, et non comme un remplacement du tout-électrique.

Sources : RTE · ADEME · GRTgaz/GRDF · IGN IFN v3 · Météo-France · GoBiGas 2017–2018 · Wang et al. 2016 · Singh et al. 2012 · EBC v10.1 · CDC Biochar V3 · PPE3 fév. 2026 · BloombergNEF 2024 · BEI 2024