

NOTE DE CADRAGE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

France 1 600 TWh → 2045 : contraintes physiques et trajectoire de résilience

Phase 0 — Bilan actuel · Phase 1 — Contraintes de pilotage · Phase 2 — Vecteurs énergétiques · Phase 3 — Mobilité
Programme Résilience V11 — Mai 2026 — Document de cadrage stratégique

SYNTHÈSE STRATÉGIQUE — LECTURE 1 MINUTE

L'électrification totale de la France à l'horizon 2045 déplace le risque systémique de la disponibilité de l'énergie (TWh) vers la gestion de la puissance de pointe (GW). Le scénario Tout-BEV impose un surdimensionnement industriel irréaliste : +21 EPR2 équivalents, +36,9 GW de puissance installée, 30–50 Md€ de CAPEX réseau. La trajectoire Hybride Résilience (ÉREV + Bio-CH₄) atteint les mêmes objectifs climatiques en économisant l'équivalent de 7 EPR et 20–35 Md€ d'investissements réseau, tout en sécurisant un stockage saisonnier passif de 130 TWh via l'infrastructure GRDF existante. Ce document démontre ce résultat en 4 phases : bilan actuel → contraintes de pilotage → choix du vecteur → application mobilité.

AVERTISSEMENT MÉTHODOLOGIQUE — Ce document présente une analyse systémique construite à partir des données officielles disponibles (RTE Bilan prévisionnel, ADEME, GRTgaz, IEA, IRENA). Les chiffres de puissance instantanée et de besoins de production sont des ordres de grandeur de modélisation, non des prévisions officielles. Qualification V11 : les valeurs marquées [→ Calcul] sont des estimations d'ingénierie cohérentes ; les valeurs [✓] s'appuient sur des données publiées.

Phase 0 — Le système énergétique français aujourd'hui

Avant de discuter de 2045, il faut rappeler une réalité physique simple : la France fonctionne aujourd'hui grâce à 900 TWh d'énergies stockées, pilotables et distribuées (pétrole, gaz, bois). Toute trajectoire 2045 doit commencer par reconnaître ce fait : l'électrification massive supprime ce coussin de flexibilité.

Avant d'analyser les contraintes de la transition, il est indispensable de partir du bilan réel. La France consomme aujourd'hui environ 1 350 à 1 600 TWh d'énergie finale selon le périmètre retenu (hors pertes de conversion). Seulement 32 % de cette consommation est électrique. Les 68 % restants sont couverts par des énergies stockées — pétrole, gaz, bois — dont la grande force est précisément leur pilotabilité et leur stockage distribué.

0.1 Décomposition par secteur et implications de l'électrification

Secteur	Total TWh	Élec. actuelle	Fossil./Gaz	Si électrification totale
Transport routier	~380	~15 (trains+VE)	~335 (pétrole)	~135 (PAC+moteur élec.)
Transport aérien + maritime	~110	~0	~110	Difficilement électrifiable (→ Bio-GNL)
Bâtiments résidentiels	~330	~140	~175 (gaz+fioul)	~65 (PAC COP 3–4)
Bâtiments tertiaires	~150	~95	~55	~25 (PAC)
Industrie process	~280	~120	~140 (gaz, pétrole)	Partiel (~60) — H.T. irremplaçable
Agriculture	~40	~5	~35	~15 (élec.+biogaz)
Pertes réseau + usages propres	~60	~60	~0	Stable
TOTAL	~1 350 TWh	~435 TWh (32%)	~850 TWh (63%)	~300 TWh élec. suppl. min.

Pourquoi 1 350 et non 1 600 TWh ? — 1 350 TWh est la consommation finale mesurée (hors pertes de conversion amont). Le chiffre de 1 600 TWh correspond à un périmètre système élargi incluant : (1) marges de sécurité stratégiques ; (2) réindustrialisation partielle + data centers + production de carburants renouvelables (bio-CH₄) ; (3) électrification de certains usages industriels non comptabilisés aujourd'hui. Le Programme Résilience travaille sur 1 600 TWh comme objectif-système 2045 avec marge de sécurité. [→ Hypothèse de cadrage à discuter selon le scénario industriel retenu]

Enseignement clé : l'électrification totale de tous les usages n'impliquerait pas de multiplier la consommation électrique par 3–4, mais par 1,7 à 2 grâce aux gains d'efficacité (PAC, moteurs électriques). Mais ce n'est pas le problème principal : c'est la puissance instantanée et la gestion de la variabilité qui deviennent critiques. [✓ RTE Bilan prévisionnel 2023]

0.2 Le parc de production électrique en 2045 : contraintes industrielles réelles

Le scénario tout-électrique suppose un parc de production considérablement élargi. Mais cette expansion se heurte à des contraintes industrielles, économiques et géographiques rarement quantifiées dans les scénarios officiels.

Tranche / Programme	Nb réacteurs	Puissance (GW)	Âge en 2045	Statut / Risque
Parc actuel 900 MW	32	~28,8	45–68 ans	Prolongation 60 ans en cours — incertaine pour les plus anciens
Parc actuel 1300 MW	20	~26,0	38–58 ans	Cœur de flotte — les plus jeunes atteignent 50 ans
Parc actuel 1450 MW (N4)	4	~5,8	35–40 ans	En service jusqu'à 2060+ plausible

Flamanville 3 (EPR)	1	~1,6	~20 ans	Opérationnel 2024 — référence EPR2
6 EPR2 annoncés (Penly, Gravelines, Bugey)	12	~19,2	0–15 ans	1re paire Penly : construction 2027, opérationnel 2037– 38. Toutes paires : 2045–50
SMR NUWARD (EDF)	TBD	~0,34/unité	Nouveau	Premier démonstrateur 2030, série 2035+ — TRL 5

Contrainte critique — délai de construction : un EPR2 prend aujourd’hui 12 à 15 ans entre décision et mise en service. Flamanville 3, début chantier 2007, opérationnel 2024 = 17 ans. Annoncer 21 EPR nécessaires pour le tout-électrique suppose une capacité industrielle que la France n’a plus et devra reconstituer. La filière a perdu 30 000 techniciens qualifiés entre 1990 et 2020. [✓ Cour des Comptes 2022 — EDF rapport NP 2023]

Conclusion Phase 0 : le système actuel repose sur le stockage distribué fossile comme coussin de flexibilité. L’électrification massive supprime ce coussin et crée une dépendance directe à la puissance instantanée du réseau — c’est le point de départ de l’analyse.

Phase 1 — La contrainte de pilotage : puissance instantanée vs énergie annuelle

C'est le point le plus sous-estimé dans les débats publics. Les bilans énergétiques annuels peuvent être équilibrés, voire excédentaires. Le problème réel est ailleurs : la capacité à répondre à la demande à chaque instant.

1.1 Mutation structurelle : d'un système énergie vers un système puissance






Système actuel (2025)	Système tout-électrique (2045)
Énergies stockées (pétrole, gaz) · Production pilotable centralisée · Stockage embarqué distribué (réservoirs, chaudières) → Grande flexibilité · Gestion simple des pointes · Résilience intrinsèque	Électrification massive · Production part. variable (ENR) · Réduction des stockages embarqués fossiles → Centralisation accrue · Dépendance météo · Variabilité accrue · Appels de puissance instantanée élevés

Changement de nature du risque : aujourd'hui le système est contraint par l'énergie disponible. Demain il sera contraint par la puissance instantanée, la variabilité et l'absence de stockage massif distribué.

1.2 Les 5 jours critiques 2045 (analyse stress maximal)

Définition — Le stress réseau correspond à la puissance supplémentaire qu'il faudrait injecter instantanément pour éviter un déficit. Un stress de +40 GW ne signifie pas une coupure certaine, mais un risque systémique que le gestionnaire doit absorber par des imports, des effacements ou des réserves. Plus ce stress est fréquent et élevé, plus le dimensionnement du système est coûteux.

Cette analyse volontairement optimiste suppose : batteries Na-ion généralisées, recharge intelligente partielle, 817 TWh de production possible. Objectif : tester la robustesse physique du système, pas son équilibre énergétique annuel. Résultat : même dans ce scénario optimisé, les 5 jours critiques restent structurellement tendus.

Scénario critique	Situation	Stress réseau (GW)	BEV pur	ÉREV Résilience
 Grand froid (janvier, anticyclone)	Chauffage élec. + PAC + solaire nul + éolien faible	+40 à +60 GW	Critique — recharge nocturne cumulée	Partiel : Rex indépendant réseau
 Anticyclone hivernal (10–15 jours)	Éolien très faible prolongé + demande élevée constante	+30 à +50 GW structurels	Critique prolongé — pas un pic, un plateau	Stockage bio-CH ₄ saisonnier activé
 Canicule (juillet–août)	Climatisation massive + recharge nocturne simultanée	+25 à +40 GW	Critique — synchronisation clim+recharge	Atténué — Rex déplace la demande
 Grands départs estivaux	15–25 % du parc en déplacement + bornes 150–300 kW	+60 à +100 GW instantané localisé	CRITIQUE MAXIMAL — pics locaux cumulés	Effacé : 100 km élec. puis Rex autonome
 Congés nationaux (Noël)	Mobilité familiale synchronisée + recharge résidentielle	+35 à +55 GW	Critique — synchronisation massive	Réduit : recharge différée naturellement

Note sur le sodium-ion (batteries Na-ion) : cette technologie améliore le coût des batteries (-20 à 40 %) et accélère la diffusion du parc BEV. Paradoxalement, elle peut AGGRAVER les pics de puissance car elle rend les VE accessibles à un plus grand nombre, augmentant la recharge simultanée. Le sodium modifie le coût du parc, pas la physique du réseau. [✓ Analyse structurante]

1.3 Comparaison quantifiée des deux scénarios

Indicateur	Tout BEV	Résilience ÉREV	Écart / Économie
Production annuelle (TWh)	817,5	736,5	-81 TWh (-10 %)
Puissance installée totale (GW)	261,1	224,2	-36,9 GW

Nucléaire nécessaire	30 GW + 21 EPR	-23 GW	Économie ~7 EPR
Solaire (GW)	105,4 GW	90,4 GW	-14,9 GW
Éolien terrestre (GW)	26,6	25,1	-1,5 GW
Éolien offshore (GW)	38,1	29,3	-8,8 GW
Demande électrique totale (TWh)	~750	~665	-85 TWh
Dont véhicules légers + PL (TWh)	~233 (VE seuls)	~148 (ÉREV élec.)	-85 TWh → bio-CH ₄
Déficits de puissance récurrents	20–30 GW fréquents	Fortement réduits	Stabilité améliorée
CAPEX réseau supplémentaire	30–50 Md€	8–15 Md€	Économie 20–35 Md€

Hypothèses du modèle [→ Calcul] : ces économies sont obtenues sous les hypothèses suivantes : (A) parc 2045 de 33 M véhicules dont 20 % ÉREV autoroutiers (6,6 M) ; (B) batterie ÉREV 20 kWh, recharge nocturne 3,7 kW, Rex 45 kWe Bio-GNV ; (C) kilométrage 15 000 km/an dont 20 % sur Rex ; (D) répartition temporelle selon flux CEREMA grandes migrations. Tout changement de ces hypothèses modifie les résultats. Les fourchettes sont des ordres de grandeur de modélisation, non des prévisions certifiées. [→ Modélisation Programme Résilience V11]

Enseignement majeur : le Scénario Résilience (ÉREV + Bio-CH₄) évite l'équivalent de 7 EPR et 36,9 GW de puissance installée, pour une économie estimée de 20 à 35 Md€ de CAPEX réseau. Ce n'est pas un compromis sur les objectifs climatiques — c'est une trajectoire plus robuste et moins coûteuse pour les atteindre. [→ Calcul modélisation — source RTE méthodologie]

Conclusion Phase 1 : le problème n'est pas l'énergie annuelle mais la puissance instantanée lors des événements extrêmes. Un système stockant 130 TWh sous forme de molécules (GRDF) absorbe ces pointes passivement, sans investissement réseau supplémentaire.

Phase 2 — Comparaison des vecteurs énergétiques stockables

La phase 1 a établi le besoin : une énergie décarbonée stockable, mobilisable à tout moment, capable de soulager le réseau électrique lors des pointes. La question n'est pas « quel carburant est le plus propre » mais « quel vecteur permet d'apporter de la flexibilité, du stockage et de la pilotabilité dans un système réel contraint par la variabilité ?

2.1 Analyse comparative H₂ · Méthanol · Bio-CH₄

Critère	Hydrogène H ₂	Biométhanol MeOH	Bio-CH ₄ méthane
Rendement puits → usage	~25–35 % (via électrolyse)	~35–45 % (H ₂ + CO ₂)	~60–70 % (biomasse)
Compatibilité ENR intermittentes	Faible — électrolyse continue	Très faible — H ₂ stable requis	Excellente — méthanation flexible
Infrastructure existante	Quasi-nulle à créer	Nulle à créer	GRDF 200 000 km + stockages
Stockage saisonnier	Très difficile (700 bar)	Liquide (possible)	Naturel — cavités salines, réservoirs
Co-produits valorisables	Aucun	Aucun	Biochar (séq. CO ₂) + digestat (engrais) + chaleur
Complexité industrielle	Très élevée	Élevée	Maîtrisée — filières existantes
Maturité TRL	TRL 6–7 (transport)	TRL 5–6	TRL 8–9 (méthanisation) / 7–8 (pyrogaz.)
Verdict	Usage industriel spécifique uniquement	Techniquement viable mais moins flexible	Vecteur pivot de la résilience : le seul combinant infrastructure existante, stockage saisonnier passif (130 TWh) et séquestration carbone négative (biochar 23 Mt CO ₂ /an)

2.2 La spécificité déterminante de la filière bio-CH₄

Contrairement aux autres vecteurs, la filière bio-méthane produit plus qu'un carburant. Elle est la seule à combiner simultanément :

- Biométhane (262 TWh/an central V11) : carburant stockable, injectable réseau existant
- Biochar (23 Mt CO₂/an séquestré) : puits de carbone stable 100–1 000 ans — unique parmi tous les vecteurs
- Digestat / chaleur fatale : fertilisant organique, substitut engrais synthétiques, chaleur pour réseaux
- Stockage saisonnier naturel : le réseau GRDF (200 000 km) et les cavités salines offrent ~130 TWh de stockage massif immédiatement disponible — ce qu'aucune batterie ne peut faire

Conclusion Phase 2 : le méthane renouvelable est le candidat le plus adapté pour assurer la complémentarité avec le système électrique. Il est simultanément plus flexible, plus facile à stocker, plus riche en co-bénéfices, et s'appuie sur une infrastructure existante. [✓ Analyse Phase 2]

Conclusion Phase 2 : le bio-CH₄ est le seul vecteur compatible avec les contraintes réelles du système. Ce n'est pas un choix idéologique — c'est le résultat d'une comparaison systémique sur 8 critères.

Phase 3 — Comparaison des trois modes de mobilité

La mobilité est le secteur le plus structurant pour le réseau car elle cumule forte consommation, forte simultanéité et sensibilité aux contraintes utilisateur. C'est aussi le secteur où l'architecture ÉREV Bio-GNV apporte le plus grand bénéfice systémique.

Critère	BEV 100 % élec.	FCEV Hydrogène	ÉREV Bio-GNV
Rendement puits → roue	70–80 % ✓	25–35 % ✗	~70 % usage réel ✓
Rendement en long trajet	70–75 %	25–30 %	~50–55 % (mode Rex)
Consommation typique	17–20 kWh/100 km	0,8–1 kg H ₂ /100 km	14 kWh + 0,9 kg CH ₄ /100 km
Coût énergie / 100 km	3,5–4 €	8–12 €	3,8–4,2 €
Prix véhicule (segment C)	28–40 k€	60–75 k€	29–31 k€
Capacité batterie	50–80 kWh	1–2 kWh	20 kWh
Autonomie réelle	300–450 km	500–650 km	600–650 km
Autonomie électrique pure	300–450 km	~0 km	~100 km (ZEV)
Temps de recharge/plein	20–40 min (DC)	3–5 min	5 min (GNV)
Émissions urbaines	0 g CO ₂ ✓	0 g CO ₂ ✓	0 g CO ₂ ✓
Émissions globales	Dépend mix élec.	Dépend source H ₂	~0 si Bio-GNV ✓
Masse véhicule	1 600–1 800 kg	1 800–2 000 kg	~1 500 kg ✓
Coût entretien 150 000 km	~1 800 €	~5 000 €	~3 000 €
Dépendance métaux critiques	Li, Co, Ni — forte	Pt, terres rares — très forte	Modérée (~75 % vs BEV)
Résilience système	Faible — dépend réseau	Faible — infra inexistante	Élevée — stockage autonome
Stress réseau lors des pics	Maximal — recharge simultanée	Non pertinent	Effacé — Rex indépendant
Infrastructure nécessaire	Réseau renforcé + bornes rapides	Tout à créer (colossal)	GRDF existant + stations GNV
Verdict système	Solution locale performante, fragile à grande échelle	Solution pertinente usages industriels — peu adaptée mobilité de masse (rdt 2–3× inf.)	Compromis systémique le plus robuste

3.1 Le rendement réel de l'ÉREV : quasi-identique au BEV en usage mixte

L'argument technique le plus important : l'ÉREV en mode électrique (80 % des trajets) a le même rendement qu'un BEV pur (70–80 %). Le mode Rex (20 % des trajets) abaisse légèrement ce rendement (~50 %). La moyenne pondérée : $(0,8 \times 75 \%) + (0,2 \times 50 \%) \approx 70 \%$ — quasi identique au BEV.

L'argument souvent évoqué contre l'ÉREV (« le thermique est moins efficace qu'un CCG ») est un argument énergétique théorique. Il ne tient pas compte du problème réel : la capacité des lignes. Transporter l'énergie sous forme de molécules (GRDF) coûte zéro en CAPEX réseau. Créer un point de charge 150 kW sur autoroute coûte 5 M€ en poste source Enedis. [✓] Argument systémique vérifié

Conclusion Phase 3 : à l'échelle du système énergétique, le BEV est une solution locale performante mais structurellement contrainte. Le FCEV est une impasse énergétique. L'ÉREV Bio-GNV est le compromis systémique le plus robuste entre efficacité, coût et résilience. [✓] Phase 3]

Complément 1 — Pourquoi les scénarios officiels semblent moins contraints

Un lecteur informé des travaux de RTE, de l'ADEME ou de Negawatt se posera la question : ces organismes affirment que le tout-électrique est gérable — pourquoi le Programme Résilience arrive-t-il à une conclusion différente ?

La réponse n'est pas que ces scénarios sont faux. C'est qu'ils ne répondent pas exactement aux mêmes questions.

Dimension	Scénarios officiels (RTE / ADEME)	Programme Résilience V11
Métrique principale	Énergie annuelle (TWh) — bilan 12 mois moyenné	Puissance instantanée (GW) lors des 5 jours critiques non moyennés
Réponse au pic	Import EU + effacement + pilotage demand — validés sur quelques GW	Ces leviers sont insuffisants pour 40–100 GW simultanés. Le Programme questionne leur échelle, pas leur principe
Stockage saisonnier	Déploiement massif batteries réseau + STEP, à un coût modélisé	Ces solutions ont des contraintes physiques et de coût difficiles à tenir avant 2045
Contraintes industrielles	Courbes d'apprentissage optimistes sur les coûts	Délais réels, goulots de compétences et contraintes matières ne sont pas pleinement reflétés
Comportement utilisateurs	Recharge intelligente généralisée supposée	La recharge pilote lisse la demande quotidienne mais pas les chassés-croisés : conducteurs arrivent simultanément et doivent repartir à heure fixe

Position du Programme Résilience : ce document ne contredit pas RTE ou l'ADEME. Il les complète en examinant les contraintes de puissance instantanée, de stockage saisonnier et de délais industriels que les bilans annuels ne capturent pas pleinement. L'objectif n'est pas de bloquer la transition électrique mais de la sécuriser avec un vecteur complémentaire robuste.

Complément 2 — Sources de production et vecteurs énergétiques à intégrer d'ici 2045

L'analyse initiale des trois phases a été construite à partir de la base 1 600 TWh et des sources disponibles ou annoncées. Le tableau ci-dessous identifie les sources complémentaires à intégrer dans les modèles futurs, avec une qualification honnête des horizons et des contraintes.

Articulation temporelle : 2025 → 2030 → 2035 → 2045

Période	2025–2030	2030–2035	2035–2045
Électricité	Prolongation parc existant · Forts investissements ENR (solaire + éolien offshore phase 1)	1res paires EPR2 Penly + Gravelines (si délais tenus) · Accel. ENR · Renforcement réseau HTB	Bascule progressive système hybride · Fermeture 900 MW anciens · SMR NUWARD premiers sites
Bio-CH₄	Montée en puissance méthanisation · Premiers sites pyrogazification · Signal réglementaire CIVE	Déploiement massif · Réseau biométhane 50–80 TWh/an · Biochar certifié EBC Premium	Système plein régime : 262 TWh/an V11 · 130 TWh stockage saisonnier GRDF · 23 Mt CO ₂ /an biochar
Mobilité	Signal bonus neutralité technologique · Premiers ÉREV européens (Renault/Stellantis) · BEV urbain dominant	Parc ÉREV ~3–4 M · Stations GNV autoroutes · Réduction visible des pics chassés-croisés	Parc cible 6+ M ÉREV autoroutiers + 27 M BEV urbains · Pics système électrique stabilisés
Risque	Délai réel EPR2 vs annonce · Résistances agrivoltaïsme + éolien	Capacité industrielle construction ENR + réseau simultanée · Approvisionnement Si, acier	Parc nucléaire vétérinaire (>60 ans) · Goulot compétences ingénieurs nucléaires

Source	Potentiel France	Horizon réaliste	TRL	Contraintes et conditions
EPR2 (6 paires annoncées)	~19,2 GW	2037–2050	9	Contrainte industrielle majeure : filière nucléaire à reconstituer. 1re paire Penly ~2037. Toutes paires opérationnelles ~2050 au mieux.
SMR NUWARD (EDF, 340 MW)	5–10 GW (15–30 unités)	2035–2040	5	Programme prometteursur papier. Démonstrateur 2030 prévu. Aucune certitude de délai industriel.
Éolien offshore posé	35–45 GW	2030–2035	8–9	Contrainte : capacité de fabrication EU (câbles, fondations, turbines). Conflits d'usage maritime. 50 parcs autorisés en cours.
Éolien flottant (Médit./Atl. profond)	20-40 GW potentiel	2035–2040	5–6	TRL encore bas. Premiers projets pilotes 2025–2028. Potentiel très élevé mais incertitude industrielle.
Agrivoltaïsme (surface agricole)	50–80 TWh/an	2028–2032	7–8	Double usage sol agricole / panneaux. Gain irrigation et rendements. Réglementation en cours. Acceptabilité agriculteurs variable.
STEP nouvelles	< 5 GW supplémentaires	2030–2035	9	Géographiquement très limité en France. Sites adaptés quasi-saturés. Peu d'expansion possible.
Stockage par gravité / CAES	< 2 GW	2035+	5–6	Systèmes en développement. Aucune

				installation commerciale à grande échelle en Europe à ce jour.
Hydrogène stockage saisonnier	Potentiel cavités salines	2035–2040	5–6	Usage systémique pertinent pour les surplus ENR. Mais production H ₂ elle-même contrainte. Ne remplace pas le bio-CH ₄ pour la mobilité.
Bio-CH₄ (Programme Résilience V11)	262 TWh/an	2027–2035	8–9	Seul vecteur combinant : stockage massif existant + production locale + co-bénéfices biochar. Biomasse nationale confirmée.

Contraintes transversales à intégrer dans tout scénario

- **Contrainte industrielle** : la France ne peut pas construire simultanément des EPR2, du grand éolien offshore, des réseaux haute tension renforcés et des unités de méthanisation. Les ressources en ingénieurs, soudeurs qualifiés, acier spécial et béton de qualité nucléaire sont partagées.
- **Contrainte économique** : les scénarios RTE Futurs énergétiques 2050 coûtent 1 800 à 3 000 Md€ sur 30 ans selon les trajectoires. Ce chiffre n'intègre pas les dépassements habituels des grands projets énergétiques.
- **Contrainte d'acceptabilité sociale** : éolien offshore (zones de pêche), agrivoltaïsme (opposition agriculteurs), lignes THT (résistances locales), sites de méthanisation (odeurs). Chaque GW ajouté se heurte à des procédures d'instruction de 5 à 12 ans.
- **Contrainte de dépendance** : le solaire dépend à 80 · 90 % des chaînes chinoises (panneaux, électronique). L'éolien dépend d'aciers et composants européens en tension. Le bio-CH₄ est la seule filière intégralement dépendante de ressources nationales.

Conclusion générale — Le défi de la transition énergétique n'est pas uniquement énergétique, il est systémique. Un système 100 % électrique maximise le rendement mais augmente la contrainte de pilotage et concentre les dépendances. Un système hybride (électricité + bio-CH₄ stocké) réduit légèrement le rendement global mais améliore fortement la robustesse, réduit les CAPEX réseau de 20 à 35 Md€, libère 7 EPR de capacité, et produit simultanément une séquestration nette de carbone via le biochar. C'est le fondement systémique du Programme Résilience V11.