

NOTE TECHNIQUE INTERMINISTÉRIELLE

Optimisation multisectorielle du Plan Électrification 2030

Évitement des coûts de réseau critiques par le vecteur ÉREV / Bio-GNV

Destinataires : RTE · GRDF · ADEME · DGEC · CEREMA
Commission de suivi du Sommet de l'Élysée — 26 mai 2026

Diffusion restreinte — Document de travail

CORRECTION V11 + ENRICHISSEMENTS GEMINI — (1) Résumé exécutif : économie ajustée 7 000–10 000 € (batterie 20–25 kWh). (2) Nouveau : ligne TURPE / pouvoir d'achat dans le résumé exécutif — bénéfice pour 100 % des foyers. (3) Section 5 : ajout colonne TURPE/foyer dans le tableau comparatif scénarios. (4) Section 6 : 3 nouveaux contre-arguments (rendement CCG, concurrence biométhane, géopolitique ÉREV). (5) Mesure 1 : reformulée en neutralité technologique des aides publiques.

Résumé exécutif

Le Plan Électrification 2030 tel qu'il est actuellement conçu va heurter un double mur physique et financier avant la fin de la décennie. La présente note en démontre les mécanismes et propose une trajectoire alternative s'appuyant sur l'architecture ÉREV couplée au Bio-GNV, dont la mise en œuvre permettrait d'éviter plusieurs dizaines de milliards d'euros de dépenses d'infrastructure, tout en garantissant une transition socialement acceptable.

Risques du scénario tout-électrique	Bénéfices de la trajectoire ÉREV / Bio-GNV
Pic de 37,5 GW lors des chassés-croisés (250 000 VE × 150 kW)	Effacement du pic : charge domestique 3,7 kW sur prise standard
CAPEX réseau RTE / Enedis estimé à 30–50 Md€ répercutés sur le TURPE	Réduction drastique des investissements haute puissance autoroutiers
Batteries 80–100 kWh : coût véhicule inaccessible aux classes moyennes	Batterie 20–25 kWh : économie de 7 000–10 000 € par véhicule
Hausse inévitable du TURPE (+20–35 Md€ répercutés sur la facture de TOUS les Français, y compris les non-motorisés)	Stabilisation / réduction du TURPE grâce aux CAPEX réseau évités : bénéfice pour 100 % des foyers français, indépendamment de leur motorisation [nouveau V11]
Réseau GRDF en déshérence après 2030 (interdiction gaz bâtiment)	Reconversion GRDF en réseau de carburant décarboné de résilience

Note sur le bénéfice TURPE [ajout V11] : les 20–35 Md€ de CAPEX réseau évités se traduisent directement en stabilisation ou réduction de la composante réseau (TURPE) sur la facture d'électricité de l'ensemble des ménages français — y compris ceux qui ne changent pas de véhicule. C'est l'argument de justice sociale de la trajectoire ÉREV/Bio-GNV : elle bénéficie à 100 % de la population, pas seulement aux ménages motorisés.

1. Le Constat d'Impasse : le « Piège de la Puissance Appelée »

Le Sommet de l'Élysée du 26 mai 2026 a consacré le déploiement de 400 000 bornes de recharge et de millions de pompes à chaleur d'ici 2030. Or, les modélisations officielles de RTE et de l'ADEME souffrent d'un biais sectoriel structurel : elles raisonnent en volumes d'énergie annuelle (kWh) et ignorent la physique contraignante des pics de puissance instantanée (GW) générés par les grands flux migratoires.

1.1 Le mur physique des bornes 150 kW

Les calculs suivants sont fondés sur les données de trafic CEREMA (flux autoroutiers grandes migrations 2023) et les spécifications techniques des bornes rapides actuellement déployées sur le réseau autoroutier français.

Paramètre	Valeur	Équivalent
VE chargeant simultanément (pic A7/A13)	250 000 véhicules	5 % du parc projeté 2030
Puissance unitaire (borne rapide)	150 kW	Standard Combo CCS déployé
Appel de puissance instantané	37,5 GW	= 23 réacteurs EPR en production simultanée
Recharge résidentielle (25 M VE × 7,4 kW)	+ 25,5 GW	Crête vendredi/dimanche 19h–21h
TOTAL puissance appelée transport	63 GW	Seuil critique du réseau national franchi

Source : Bilan Prévisionnel RTE 2023, scénario de pointe estivale — données CEREMA comptages autoroutiers grandes migrations.

1.2 Le coût caché pour le contribuable

Pour soutenir ces pics locaux de haute puissance qui ne représentent que 5 % du temps annuel, Enedis et RTE devront surdimensionner l'ensemble du réseau national : lignes haute tension, transformateurs de puissance, postes de livraison autoroutiers. Ces investissements (CAPEX) seront intégralement répercutés sur la facture d'électricité de tous les Français via la composante réseau (TURPE), selon le mécanisme de mutualisation tarifaire réglementé par la CRE.

Estimation de la Cour des Comptes (rapport 2024) : 30 à 50 milliards d'euros d'investissements réseau supplémentaires liés à l'électrification accélérée des transports, non intégrés dans les trajectoires tarifaires actuelles.

1.3 Le goulot logistique des 30 minutes

La contrainte physique de temps de charge (30 minutes minimum par véhicule sur une borne 150 kW) crée lors des grands chassés-croisés un engorgement mathématique insoluble par la seule augmentation du nombre de bornes. Sur les axes saturés (A7, A10, A13), des files d'attente de plusieurs heures deviennent inévitables pour un taux de pénétration VE supérieur à 40 %.

2. Réfutation de la Solution V2G (Vehicle-to-Grid)

2.1 La contradiction fondamentale du V2G

Le principe du V2G repose sur l'hypothèse qu'un véhicule électrique branché dispose d'une réserve d'énergie restituable au réseau. Or cette hypothèse entre en contradiction directe avec les situations réelles d'utilisation du véhicule :

- Le véhicule roule : il n'est évidemment pas disponible pour le V2G.
- Le véhicule est branché : c'est précisément parce que son conducteur a besoin de le recharger. Sa batterie est basse ou insuffisante pour le déplacement prévu.
- Le véhicule est stationné sans être branché (rue, parking non équipé) : hors circuit V2G.

2.2 Le problème de la rationalité individuelle

Même pour les conducteurs techniquement éligibles, la décision de participer au V2G relève d'un arbitrage économique défavorable. Redonner au réseau de l'énergie dont on va avoir besoin impose soit une mobilité contrainte, soit de recharger à nouveau — avec le risque de le faire précisément au moment du pic que le V2G était censé absorber.

2.3 Conclusion sur le V2G

Le V2G constitue un outil de flexibilité pertinent pour les usages captifs (flottes logistiques, véhicules de service, faibles rouleurs), mais ne peut en aucun cas servir de réponse systémique aux pics de demande lors des grandes migrations.

3. La Solution : l'Arbitrage Multisectoriel de la Biomasse

La planification actuelle commet une erreur thermodynamique en orientant le biométhane vers le chauffage des bâtiments, là où les Pompes à Chaleur affichent un Coefficient de Performance (COP) trois fois supérieur. Cette allocation irrationnelle des ressources doit être corrigée au bénéfice du secteur transport, seul domaine où le Bio-GNV apporte une valeur systémique irremplaçable.

3.1 Quantification du gisement national

Base de calcul corrigée (architecture ÉREV) : un véhicule ÉREV fait 15 000 km/an, 80 % en électrique (12 000 km) et 20 % au Rex (3 000 km autoroute). Consommation Rex : ~2,25 kg CH₄/100 km. Consommation annuelle bio-GNV : 67,5 kg = 938 kWh/an/véhicule. Le tableau précédent (version V10) utilisait par erreur un modèle GNV pur (100 % au gaz) qui sous-estimait d'un facteur 17 la capacité d'alimentation du gisement.

Horizon	Production biométhane	ÉREV alimentables — calcul correct (80 % élec.)	Lecture stratégique
2025 (réalisé)	8 TWh	~8,5 millions d'ÉREV [938 kWh/véh./an]	Déjà suffisant pour couvrir les pics autoroutiers des chassés-croisés si fléché mobilité
2030 (objectif SNBC)	25–30 TWh	~26–32 millions d'ÉREV	Capacité bien supérieure au besoin autoroutier. Dont 5 TWh fléchés mobilité (Mesure 2) = 5,3 M ÉREV autoroutiers — suffisant pour effacer les 37,5 GW de pic.
2050 (scénario Transition+)	150 TWh	Parc français entier (33 M) × 4,8 — le goulot est la transition de flotte, pas le carburant	V11 central : 262 TWh bio-CH ₄ national. Même 25 % fléché transport couvre l'intégralité du parc ÉREV.

Segmentation de flotte cohérente V11 : les 6 millions d'ÉREV ci-dessus ne représentent pas la totalité du parc — ils représentent les véhicules autoroutiers qui génèrent les pics de 37,5 GW (5–6 % du parc, 80 % du problème). Les 27 millions restants sont des urbains/périurbains couverts par BEV 20–40 kWh + recharge nocturne 3,7 kW — zéro problème réseau. Le système complet : 6 M ÉREV (autoroute, pics) + 27 M BEV (urbain, plat). Les deux architectures sont complémentaires, pas concurrentes. [Cohérent V11 ✓]

3.2 Comparaison thermodynamique des usages concurrents

Usage	Efficacité énergétique	Substituable ?	Verdict	Priorité
Chauffage bâtiment (chaudière gaz)	Rendement ~90 % (COP eq. 0,9)	Oui — PAC électrique COP 3–4	À remplacer par PAC	Faible
Transport routier ÉREV (Bio-GNV)	Rendement global ~35–40 %	Non — pas d'alternative décarbonée sans coût réseau massif	Usage à sanctuariser	Élevée
Industrie haute température	Irremplaçable dans certains procédés	Partiellement — hydrogène vert à terme	Priorité secondaire	Moyenne

4. Les 4 Bénéfices Majeurs de la Trajectoire ÉREV / Bio-GNV

4.1 Évitement de coûts d'infrastructure massifs (RTE / Enedis)

Économie estimée : 20 à 35 milliards d'euros de CAPEX réseau évités sur la période 2026–2035, selon les scénarios de pénétration ÉREV. Source : méthodologie Cour des Comptes appliquée aux projections RTE.

4.2 Flexibilité et désaturation du réseau électrique

Le conducteur de véhicule ÉREV de retour d'un week-end n'est pas contraint de brancher son véhicule au moment du pic de 19h–21h. Sa mobilité du lundi matin est garantie par son réservoir de Bio-GNV. Cette flexibilité est passive et naturelle — elle ne nécessite aucune installation bidirectionnelle, aucune rémunération incitative, aucune modification comportementale contraignante.

4.3 Réduction du coût d'achat et accessibilité sociale

Critère	BEV 100 % électrique	ÉREV + Bio-GNV
Capacité batterie	80–100 kWh	20–25 kWh
Coût batterie (€/kWh × 120 €)	9 600–12 000 €	2 400–3 500 €
Économie à l'achat (hors subvention)	Référence	– 7 000 à 10 000 €
Métaux critiques (lithium, cobalt, nickel)	Fort — dépendance chaînes asiatiques	Réduit de 70 à 75 %
Anxiété de recharge (autoroute)	Présente — files d'attente grands flux	Éliminée

4.4 Sauvegarde et reconversion stratégique du réseau GRDF

L'interdiction du gaz dans les bâtiments neufs (RE2020) et la trajectoire de rénovation thermique vont progressivement vider le réseau de distribution GRDF de ses clients résidentiels. Plutôt qu'amortir un réseau de 200 000 km de canalisations sur une trajectoire de dépréciation comptable inévitable, la stratégie ÉREV/Bio-GNV réoriente cette infrastructure en réseau de distribution de carburant décarboné de résilience.

5. Analyse comparative des trajectoires

Le tableau suivant intègre une ligne TURPE/foyer absente de la version précédente — c'est l'impact direct des CAPEX réseau évités sur la facture de l'ensemble des Français.

Indicateur	Scénario A Tout-électrique rapide	Scénario B Mix ÉREV (quota 20 %)	Scénario C Statu quo thermique
Pic puissance réseau 2030 (GW)	62–65 GW	38–42 GW	18–20 GW
CAPEX réseau supplémentaire (Md€)	30–50	8–15	Nul
Hausse TURPE (impact foyers)	+200–400 €/an/foyer estimé	+50–120 €/an/foyer limité	Nul
Réduction CO ₂ transport vs 2019 (%)	– 70 %	– 60 %	– 5 %
Accessibilité financière (prime requise)	10 000–14 000 € nécessaires	2 000–4 000 € suffisants	Nulle
Acceptabilité sociale estimée	Faible (files d'attente, coût)	Forte (mobilité garantie)	Forte (court terme seulement)
Réseau GRDF	Dépréciation totale	Reconversion mobilité	Usage résidentiel déclinant

Le Scénario B n'est pas un compromis ni un retour en arrière : il atteint 85 % des objectifs climatiques du Scénario A pour moins de 30 % de son coût d'infrastructure réseau, tout en préservant l'acceptabilité sociale de la transition et en réduisant la hausse du TURPE d'un facteur 3 à 4 par rapport au Scénario A. Ce schéma n'intègre pas encore l'utilisation de la pyrogazification pour produire le bio-CH₄ — ce procédé crée des puits de carbone grâce au biochar et transforme le système en pompe à CO₂ atmosphérique (voir Programme Résilience V11).

6. Réfutation des contre-arguments anticipés

Cette section anticipe l'ensemble des objections formulées lors des sessions de travail interinstitutionnelles. Les trois dernières lignes intègrent les objections spécifiques identifiées par l'analyse critique externe (juin 2026) : rendement thermique, concurrence biométhane et géopolitique industrielle.

Objection	Réponse argumentée
« La recharge pilotée et le V2G suffisent »	La recharge pilotée lisse efficacement la demande quotidienne. Mais lors des chassés-croisés, la contrainte temporelle est rigide. Le V2G ne peut contribuer car les véhicules sont branchés précisément parce qu'ils ont besoin de se recharger. Seuls les faibles rouleurs pourraient restituer de l'énergie — sous condition d'une rémunération très attractive politiquement difficile à justifier.
« L'ÉREV roule encore au thermique »	Le Bio-GNV est certifié neutre en carbone par l'ADEME sur l'ensemble du cycle de vie. 80 % des kilomètres quotidiens sont parcourus en mode 100 % électrique. L'empreinte CO ₂ totale est inférieure à celle d'un BEV chargé sur le mix européen moyen.
« Le Bio-GNV est insuffisant pour un parc massif »	Précisément : la ressource est limitée, ce qui justifie son allocation optimale. En la soustrayant au chauffage des bâtiments (où la PAC offre un COP 3× supérieur) pour la flécher vers la mobilité ÉREV, on maximise l'impact systémique par TWh produit.
« Les constructeurs ne proposent pas d'ÉREV »	L'architecture ÉREV domine le marché automobile chinois (Li Auto, Aito/Huawei : 2,5 M de ventes en 2024). Stellantis (DS), BMW et Renault ont des programmes actifs. Un signal réglementaire français accélérerait l'offre européenne.
« Rendement thermique inférieur au cycle combiné (CCG) » [nouveau]	Objection thermodynamique exacte en théorie : brûler du biométhane en CCG (55–60 %) pour charger un BEV est plus efficace qu'un moteur Atkinson (35–40 %). Mais ce n'est pas un problème de rendement énergétique global — c'est un problème de capacité des lignes. Transporter l'énergie sous forme de molécules (gaz dans un tuyau GRDF) jusqu'aux stations autoroute coûte 0 € en investissement réseau. Créer les mêmes points de charge en électrons haute puissance (150 kW) coûte 5 millions d'euros par poste source Enedis. Le rendement financier par TWh de biomasse investi dans l'ÉREV autoroutier est incomparablement supérieur lorsqu'on intègre les coûts réseau évités.
« L'industrie lourde et les camions réclament déjà tout le biométhane » [nouveau]	Un camion 44t suit des itinéraires réguliers et prévisibles — son approvisionnement est optimisable logistiquement. Le parc de voitures particulières crée des pics simultanés imprévisibles (250 000 véhicules en 2 heures) qui coûtent incomparablement plus à gérer en CAPEX réseau. Allouer 5 TWh/an au parc ÉREV autoroutier évite 20–35 Md€ de CAPEX réseau. Le rapport valeur économique / TWh de biomasse investi dans l'ÉREV dépasse toute autre allocation — y compris le camion à taille égale de gisement.
« L'ÉREV favorise les constructeurs chinois » [nouveau]	C'est l'inverse. L'architecture ÉREV (petit moteur thermique à régime fixe + petite batterie) valorise exactement ce que Renault (moteur 1.2L TCe) et Stellantis (1.2L PureTech) fabriquent déjà en France. Le BEV massif, lui, dépend intégralement des cellules et packs batteries à dominance asiatique (CATL, BYD). L'ÉREV protège 150 000 emplois industriels mécaniques français que le BEV ne peut pas défendre. Un signal réglementaire français crée une filière ÉREV européenne avant que les Chinois ne dominent totalement le segment.

7. Conclusion et demande d'arbitrage

Le plan de déploiement massif des bornes de recharge rapide va heurter un mur physique et financier d'ici 2030 si aucune mesure corrective n'est intégrée dès maintenant dans la trajectoire nationale. La convergence de trois facteurs — le pic de puissance instantanée lors des grandes migrations, le coût prohibitif du renforcement réseau haute tension, et l'inaccessibilité financière du véhicule 100 % électrique pour les classes moyennes — crée un risque de rupture sociale de la transition énergétique.

MESURES DEMANDÉES — Version révisée avec reformulation Mesure 1 (neutralité technologique des aides publiques, recommandation analyse critique externe juin 2026)

N°	Mesure demandée
1	Neutralité technologique des aides publiques : adaptation du bonus écologique afin que tout véhicule ÉREV alimenté au Bio-GNV certifié RED III bénéficie d'une aide proportionnelle à ses émissions réelles évitées, à parité avec le BEV sur les mêmes critères. [Version révisée : incitation positive non contraignante pour les constructeurs, compatible doctrine Bruxelles neutralité technologique.] Objectif : 15 à 20 % du marché VE à l'horizon 2028.
2	Expérimentation Bio-GNV fléchée mobilité : sanctuarisation réglementaire d'un volume minimum de biométhane injecté (5 TWh/an à partir de 2027) pour le carburant ÉREV, soustrait aux enveloppes actuelles « bâtiment ».
3	Mandat d'étude coût-bénéfice RTE / GRDF / ADEME sur les 3 scénarios présentés en section 5, avec intégration de l'impact TURPE/foyer, résultats publiés avant le 31 décembre 2026.
4	Création d'un groupe de travail trans-sectoriel (RTE, GRDF, ADEME, DGEC, CEREMA, constructeurs automobiles) dédié à l'architecture de résilience du système énergétique transport.