

ADDENDUM À LA NOTE PÉDAGOGIQUE

ENR non pilotables et stabilité des réseaux électriques

<https://www.pnc-france.org/stabilite-reseaux-electriques-enri-nuclaire-clm/>

Réponse aux objections les plus fréquentes : autoconsommation, stockage par batteries, grid-forming et installations individuelles couplées au réseau

CLM Consulting, version 11, 28 juin 2026

Cette édition met à jour l'addendum à la lumière du rapport final d'ENTSO-E du 20 mars 2026 et des analyses parues depuis : distinction entre capacité réactive statique et dynamique, réactances disponibles non activées, simulation établissant qu'un surcroît d'inertie n'aurait pas évité l'effondrement, et précédent de 2024 en Europe du Sud-Est.

Préambule. Depuis la publication de la note pédagogique « [ENR non pilotables et stabilité des réseaux électriques](#) » (CLM Consulting et PNC-France, 8 avril 2026), plusieurs lecteurs ont soulevé des objections légitimes portant sur quatre points : l'autoconsommation individuelle et d'entreprise, le stockage par batteries, la technologie grid-forming, et le rôle des millions d'installations individuelles couplées au réseau. Le présent addendum traite chacun de ces points avec la même rigueur que la note initiale, en gardant pour fil conducteur une exigence unique : ces technologies ne valent qu'au regard de leur contribution, ou de leur absence de contribution, à la stabilité du réseau, considérée non seulement à l'échelle française mais à celle de la plaque synchrone européenne tout entière. Il s'achève par deux chapitres autonomes, consacrés au black-out ibérique du 28 avril 2025 et à l'éolien en mer programmé par la PPE3, qui illustrent grandeur nature les principes exposés et peuvent se lire séparément.

La règle de méthode appliquée ici est de reconnaître ce qui est vrai avant de préciser ce qui est insuffisant. Aucune des technologies évoquées n'est une invention car elles existent et fonctionnent dans certains contextes, et rien n'interdit de les combiner. La question n'est pas de savoir s'il existe des cas où elles fonctionnent, car elles fonctionnent, mais si elles constituent, à elles seules, une réponse au problème de stabilité du réseau à l'échelle nationale et européenne. Ces solutions doivent en effet être pensées comme les éléments d'un tout, le réseau, dont le fonctionnement est conditionné par une règle d'or : la stabilité. Considérée chacune pour elle-même, hors du système, chacune fonctionne ; cela ne suffit pas. Le lecteur doit comprendre dès l'abord que la priorité technique est le bon fonctionnement du réseau, et que celui-ci suppose le respect de règles électrotechniques incontournables.

I. L'AUTOCONSOMMATION : UNE SOLUTION INDIVIDUELLE RÉELLE, PAS UNE RÉPONSE SYSTÉMIQUE

1.1 Ce qui est exact

Une entreprise disposant d'un profil de consommation relativement stable peut avoir un intérêt économique documenté à installer des panneaux solaires ou une éolienne : produire sa propre électricité en temps réel, stocker les surplus en batteries pour une utilisation différée, et réduire sa facture d'achat sur le réseau. Ce modèle est opérationnel et son intérêt économique peut être démontré dans des conditions précises de prix d'achat, de profil de consommation et de coût d'installation.

1.2 Ce qui est incomplet

Mais ce raisonnement individuel ne doit pas masquer une réalité collective : le réseau est, pour chacun de ses usagers, l'équivalent d'une police d'assurance. Il garantit à tout instant la fourniture que l'auto consommateur ne peut assurer lui-même lorsque le vent et le soleil font défaut. Or, comme toute assurance, cette garantie a une contrepartie : pour en bénéficier, chaque usager doit respecter des contraintes, de fréquence, de tension, de synchronisme, qui conditionnent la

mutualisation du risque. On ne peut prétendre à la couverture sans souscrire aux règles communes qui la rendent possible.

L'entreprise qui s'auto consomme doit néanmoins rester connectée au réseau pour pouvoir fonctionner lors des épisodes sans vent et sans soleil. Elle utilise donc le réseau comme filet de sécurité permanent. Ce filet existe parce que d'autres, en France principalement le parc nucléaire, maintiennent en permanence une production pilotable suffisante, à inertie synchrone fournie par les turbo-alternateurs. Si la totalité des consommateurs suivait cette logique d'augmentation incontrôlée de la puissance installée des ENRi sans que soit maintenu un socle de production pilotable, le filet disparaîtrait. L'auto consommation individuelle est donc économiquement rationnelle au niveau de l'agent individuel mais elle ne se substitue pas à la nécessité d'un réseau stable alimenté par des sources pilotables.

1.3 La limite du fonctionnement isolé

L'auto consommation en mode isolé (off-grid) est techniquement possible pour des usages spécifiques et limités. Pour une entreprise industrielle significative, la puissance garantie à chaque instant, que les ENRi ne peuvent assurer sans stockage considérable, n'est pas compatible avec le mode isolé. Par ailleurs, contrairement à une idée reçue, la connexion au réseau n'introduit pas d'instabilité, elle en est le remède dans la mesure où celui-ci est correctement régi par les lois de l'électrotechnique. C'est la déconnexion du réseau (islanding) qui est dangereuse.

Il faut ici rappeler ce qui fonde cette stabilité. Un réseau ne tient que si, à chaque instant, une masse suffisante de production synchrone reste couplée pour maintenir la fréquence à 50 Hz et fournir l'inertie qui amortit les à-coups. C'est précisément ce qu'exprime la règle des 40 % : au-delà d'environ 40 % d'énergie annuelle d'origine intermittente, l'inertie synchrone résiduelle devient insuffisante et le réseau perd sa capacité à encaisser les perturbations. L'auto consommateur, en restant connecté, bénéficie gratuitement de cette inertie qu'il ne produit pas, ce qui souligne, une fois de plus, que sa solution n'a de sens qu'adossée à un socle pilotable maintenu par la collectivité.

1.4 L'assurance ne tient que par beau temps quand le non-synchrone devient majoritaire

L'image de l'assurance mérite d'être poussée jusqu'à son terme, car elle révèle ce que devient la garantie lorsque la part de production non synchrone devient majoritaire. Lors des pics de production éolienne et solaire, certains réseaux, l'allemand au premier chef, atteignent 70 à 80 %, voire davantage, de puissance instantanée transitant par l'électronique de puissance, c'est-à-dire par les onduleurs qui convertissent le courant de l'éolien et du solaire pour l'injecter sur le réseau. À la différence d'une machine tournante, ces dispositifs électroniques ne possèdent aucune masse en rotation, donc aucune inertie. À de tels niveaux, l'assurance n'est pas seulement réduite : elle est presque résiliée, et au plus mauvais moment, pour trois raisons qui se cumulent.

D'abord, la prime est devenue dérisoire : il ne reste qu'une fraction de machines synchrones couplées, donc une inertie système si faible que la vitesse de chute de la fréquence (le RoCoF) deviendrait incontrôlable au premier incident sérieux.

Ensuite, et c'est le vice de fond, le sinistre et la couverture sont ici corrélés, ce qui ruine le principe même de l'assurance. Une assurance saine mutualise des risques indépendants ; elle suppose que tous les assurés ne déclarent pas un sinistre le même jour. Or le moment où la couverture ENRi est maximale, plein soleil et grand vent, est aussi celui où une variation brutale de météo, front nuageux ou saute de vent, peut faire chuter la production de plusieurs gigawatts en quelques minutes. L'assureur fait faillite précisément quand tous ses clients réclament en même temps.

Enfin, le réassureur lui-même peut être absent. Quand l'inertie locale fait défaut, le réseau se tourne vers l'interconnexion européenne, l'inertie des voisins, et d'abord celle du nucléaire français. Mais cette inertie n'est pas extensible à l'infini, et si plusieurs pays atteignent simultanément ces taux extrêmes, le réassureur est en défaut au même instant. Une garantie qui ne couvre que les jours où il ne se passe rien n'est pas une assurance : c'est un pari sur la météo.

II. LE STOCKAGE PAR BATTERIES : UNE TECHNOLOGIE EN PROGRÈS, MAIS STRUCTURELLEMENT INSUFFISANTE

2.1 Les progrès réels

Le stockage par batteries à grande échelle (BESS, Battery Energy Storage System) a connu des progrès spectaculaires. Pour comparer les coûts sans confusion, il faut d'abord distinguer trois choses trop souvent mélangées : la nature exacte du coût mesuré, la zone géographique et l'année de référence. Nous raisonnerons partout en dollars américains, car c'est la devise dans laquelle publient les deux sources de référence, le laboratoire américain NREL et le centre d'analyse Ember ; convertir en euros donnerait une fausse précision, d'autant que la parité varie d'une année sur l'autre. Le coût se mesure à trois niveaux. Au niveau du composant nu, la cellule au lithium-fer-phosphate (LFP) fabriquée en Chine est tombée à environ 40 dollars par kWh fin 2025. Au niveau du système complet installé, c'est-à-dire l'ensemble cellules, onduleurs, génie civil et raccordement, qui est la seule grandeur pertinente pour un réseau, le coût dépend fortement de la zone : hors de Chine et des États-Unis, un système de quatre heures revient à environ 125 dollars par kWh tout compris en 2025 selon Ember, contre environ 334 dollars par kWh aux États-Unis en 2024 selon le NREL. Cet écart ne traduit aucune contradiction : il s'explique par l'année, mais surtout par les droits de douane américains élevés sur les batteries chinoises. Cette observation mérite d'être retenue, car rien ne garantit que l'Europe, si elle se protégeait un jour de l'offensive industrielle chinoise par des barrières douanières comparables, continuerait de bénéficier du coût bas observé aujourd'hui hors de Chine. Cette baisse, bien réelle, est souvent présentée comme un signal positif pour l'avenir. Elle appelle toutefois trois précisions que les promoteurs omettent généralement de présenter.

D'abord, le prix d'un dispositif de stockage n'est pas son coût complet installé, et le format de référence mérite d'être expliqué. La norme du marché est le système dit de quatre heures, capable de restituer sa puissance nominale pendant quatre heures consécutives. Ce format n'est pas arbitraire : il correspond à la durée de la pointe de consommation du soir, lorsque la production solaire s'effondre en fin de journée alors que la demande domestique culmine. Une batterie de quatre heures suffit donc à lisser le cycle jour-nuit, ce pour quoi elle est conçue, mais elle ne couvre en rien les épisodes de plusieurs jours sans vent ni soleil, comme on le verra plus loin. Pour ce format standard, les analyses récentes décomposent le coût en deux parties bien distinctes : environ 75 dollars par kWh pour l'équipement proprement dit, principalement les cellules fabriquées en Chine et expédiées dans le monde entier, et environ 50 dollars par kWh pour l'installation et le raccordement réalisés sur place. Le raccordement n'est donc pas un détail : il représente près de 40 % du coût total, et il ne faut pas en attendre de baisse significative à l'avenir, contrairement à l'équipement.

Ensuite, ce coût de raccordement diffère radicalement selon l'échelle. Un dispositif individuel, entreprise ou particulier, suppose un onduleur, un compteur et un branchement domestique. Le raccordement d'ensembles entiers de parcs éoliens ou solaires suppose des postes de transformation, des lignes haute tension et des renforcements de réseau dont le coût est mutualisé sur l'ensemble des consommateurs via le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), c'est-à-dire la part de la facture qui finance l'acheminement. Plus on multiplie les sources intermittentes dispersées, plus ces coûts de réseau croissent, indépendamment du prix des dispositifs eux-mêmes.

Enfin, et c'est le point décisif pour la France, l'essentiel de la chaîne de valeur de ces dispositifs est extérieur au territoire. Chaque GWh de stockage installé pèse donc doublement : sur la balance commerciale, par l'importation des équipements, et sur le pouvoir d'achat des Français, par l'Accise qui finance les mécanismes de soutien à l'éolien et au solaire, ces sources intermittentes dont le stockage est précisément censé aplanir la production en dents de scie. Il faut s'arrêter un instant sur cette Accise, mentionnée ici pour la première fois et qui reviendra plus loin. C'est une taxe prélevée sur l'électricité, autrefois appelée CSPE, que paie tout consommateur d'électricité, ménages comme entreprises, sur sa facture. Elle frappe donc l'ensemble des Français, et non les seuls détenteurs d'installations renouvelables : chacun, en réglant sa facture, contribue de fait au financement des mécanismes de soutien à l'éolien et au solaire, qu'il en bénéficie ou non.

2.2 La limite rédhitoire : la Dunkelflaute

Le problème critique n'est pas tant la variation intra-journalière que la Dunkelflaute : ces épisodes documentés chaque année sur l'Europe du Nord, pendant lesquels il n'y a simultanément ni vent ni soleil pendant plusieurs jours, voire une semaine entière, avec une demande de chauffage à son maximum.

Prenons l'exemple de l'Allemagne, qui a développé massivement les ENRi en fermant son parc nucléaire. Pour couvrir cinq jours de consommation allemande sans aucune production

intermittente, en retenant une consommation moyenne de l'ordre de 60 GW, il faudrait un stockage de l'ordre de 7 000 GWh. Même en retenant le coût le plus bas observé aujourd'hui dans le monde, soit 125 dollars par kWh tout installé hors de Chine, donc l'hypothèse la plus favorable aux renouvelables, la facture atteindrait de l'ordre de 875 milliards de dollars pour le seul équipement, sans le raccordement. Aux coûts réels plus élevés, et a fortiori si des droits de douane renchérisaient les batteries comme aux États-Unis, le montant dépasserait aisément mille milliards. L'ordre de grandeur reste donc le même quelle que soit l'hypothèse retenue.

Par souci d'équité, raisonnons aussi sur l'avenir et non sur les seuls coûts d'aujourd'hui. Le laboratoire américain NREL, dans son actualisation 2025, projette pour un système de quatre heures un coût compris, en 2035, entre 152 et 349 dollars par kWh selon le rythme du progrès technique, avec une valeur médiane autour de 247 dollars. La baisse attendue des prix, bien réelle, ne change donc pas l'ordre de grandeur : le stockage de longue durée reste hors de portée économique, aujourd'hui comme à l'horizon 2035. Ces projections portent d'ailleurs sur le dispositif, non sur le raccordement qui baisse peu, et sur des durées de quelques heures, non sur le stockage de plusieurs jours consécutifs qu'exige une Dunkelflaute.

C'est précisément parce que ce stockage est encore inaccessible que l'Allemagne maintient en permanence un socle de centrales à charbon et à gaz pour assurer un socle minimum d'inertie synchrone. Conséquence directe : le mix électrique allemand a émis de l'ordre de huit fois plus de CO₂eq/kWh que le mix français entre 2021 et 2025, et plus de dix fois plus depuis 2024. Ce creusement de l'écart depuis 2024 tient au rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire français, après la crise de corrosion sous contrainte qui avait fortement réduit sa production en 2022 et contraint à brûler davantage de gaz pour compenser. Le retour du nucléaire à pleine disponibilité a fait chuter l'intensité carbone française à son plancher historique, ce qui illustre que l'optimum de décarbonation est atteint, pour la France, lorsque le socle nucléaire et hydraulique fonctionne pleinement [13]. Ces valeurs étant mesurées en base consommation, elles créditent l'Allemagne de l'électricité décarbonée qu'elle importe, notamment le nucléaire français ; mesurée à la production, la réalité allemande est plus défavorable encore.

Un repère récent éclaire ces taux extrêmes de non-synchrone. Le 20 juin 2025, entre 12 h 45 et 13 h 00, la seule production solaire allemande injectée sur le réseau a couvert 98,6 % de la charge publique du pays, sans même compter l'éolien [5]. À de tels niveaux, la quasi-totalité de la puissance transite par des onduleurs sans aucune masse tournante : c'est l'illustration concrète du réseau auto-assuré par beau temps décrit plus haut, dont la solvabilité repose entièrement sur l'espoir qu'aucune perturbation ne survienne.

Le cas français est plus révélateur encore que le cas allemand. L'Allemagne n'a guère le choix : ayant renoncé au nucléaire, elle est condamnée au charbon et au gaz. La France, elle, dispose d'un parc nucléaire et hydraulique déjà décarboné, et c'est précisément ce qui rend sa trajectoire absurde. Car ajouter dans de telles proportions de l'éolien et du solaire à ce socle n'efface aucun gramme de CO₂ : faute de pouvoir être stockée, leur production intermittente appelle des centrales

à gaz pour en compenser les variations. En surchargeant son réseau d'ENRi, la France accroît donc mécaniquement à la fois sa dépendance au gaz et ses émissions de gaz à effet de serre, au rebours exact de la décarbonation qu'elle prétend poursuivre. Le moyen présenté comme la solution au climat dégrade ici le bilan carbone qu'il était censé améliorer.

Cette fuite en avant se paie deux fois. Sur le plan technique d'abord : chaque gigawatt d'ENRi non synchrone substitué à de la production pilotable érode l'inertie du réseau et accroît le risque d'instabilité, jusqu'à fragiliser la France dans son rôle d'assureur de dernier recours du système européen. Sur le plan social ensuite : ce sont les familles qui acquittent la facture, par l'Accise sur l'électricité qui finance les mécanismes de soutien aux ENRi, une ponction sur le pouvoir d'achat d'autant plus injustifiable qu'elle n'achète ni décarbonation supplémentaire, ni sécurité accrue du réseau, et qu'elle aggrave le déficit commercial français, l'essentiel des équipements éoliens, solaires et de stockage étant importé.

2.3 La dépendance industrielle

Plus de 90 % de la capacité de production de cellules de batteries en Europe est destinée aux véhicules électriques, non au stockage stationnaire. La filière dépend massivement de fournisseurs extérieurs, principalement chinois, CATL et BYD dominant le marché mondial. Investir massivement dans le stockage par batteries pour compenser l'intermittence des ENRi revient à ajouter une dépendance industrielle à une dépendance énergétique. En effet, les usines européennes de batteries sont essentiellement des sites d'assemblage de composants critiques produits en Chine et importés. La Chine domine en amont, de l'ordre de 90 % des cathodes et 97 % des anodes mondiales, et son levier géopolitique est documenté : le 15 juillet 2025, Pékin a placé les technologies de préparation des cathodes LFP sous régime de licence d'exportation, traitant ce transfert comme une question de sécurité économique [11]. Cette dépendance se double d'une crise industrielle ouverte : le grand espoir européen, le suédois Northvolt, a fait faillite en mars 2025, et plus de 700 GWh de projets de production de cellules sont aujourd'hui retardés ou annulés en Europe, dont environ 240 GWh pour la seule Allemagne, en raison notamment du ralentissement de la demande de véhicules électriques et de la concurrence chinoise [12]. Vouloir adosser la sécurité du réseau électrique à une filière que l'Europe ne maîtrise ni industriellement ni commercialement reviendrait à bâtir sur un socle fragile.

III. LE GRID-FORMING : UNE AVANCÉE PROMETTEUSE, UNE SOLUTION PARTIELLE

3.1 Le principe

Les convertisseurs grid-forming représentent une avancée réelle. Un onduleur classique, dit grid-following, est un suiveur : il mesure la fréquence imposée par le réseau et s'y asservit, mais il a besoin que d'autres machines établissent cette fréquence au préalable. Un convertisseur grid-forming fait l'inverse : il se comporte comme une source de tension autonome et impose lui-même la fréquence et l'amplitude de référence auxquelles le réseau se cale, exactement comme le fait un

turbo-alternateur. Il produit ainsi une inertie synthétique, équivalent électronique de l'inertie mécanique des masses tournantes. Couplé à des batteries, il peut en principe fournir des services de stabilisation, voire permettre à un réseau de redémarrer sans aucune machine synchrone.

3.2 Les limites structurelles

Cette technologie reste confrontée à plusieurs limites, dont une, fondamentale, tient à sa nature même. Le grid-forming sépare en deux fonctions logicielles distinctes, programmées séparément et chacune bornée par le dimensionnement de l'électronique, ce que la machine synchrone réunit par nature dans le même organe : la tenue de la fréquence et la tenue de la tension. Chez la machine tournante, ces deux services viennent ensemble et indissociablement, l'inertie par la masse, la tension par l'excitation ; chez le grid-forming, ce sont deux options techniques séparées, chacune limitée par le matériel et tributaire d'une réserve d'énergie. Elle nécessite en effet impérativement des batteries couplées, et il faut comprendre pourquoi. Un onduleur, quel qu'il soit, n'est qu'un convertisseur : il met en forme l'électricité, il n'en produit pas. Pour imposer la tension et la fréquence à la manière d'une machine synchrone, et fournir une inertie synthétique, le grid-forming doit pouvoir injecter ou absorber de la puissance instantanément, à la milliseconde, au moment précis où le réseau l'exige, et non pas seulement quand le soleil brille ou le vent souffle. Il lui faut donc, derrière lui, une réserve d'énergie immédiatement disponible : c'est le rôle de la batterie, équivalent électronique de l'énergie cinétique qu'une machine synchrone stocke dans sa masse en rotation. Sans ce réservoir, le grid-forming n'a rien à injecter quand on a besoin de lui, ce qui ramène au problème, déjà examiné, du coût et de la dépendance du stockage. L'inertie synthétique produite est par ailleurs moins robuste que l'inertie naturelle des masses tournantes car elle répond en dizaines de millisecondes là où un turbo-alternateur répond en quelques millisecondes ; sa capacité de soutien de tension est bornée par son calibrage ; et il ne fournit pas le fort courant de court-circuit qu'une machine synchrone délivre lors d'un défaut. Le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E), qui coordonne les opérateurs de transport de la zone synchrone, raisonne sur ce point en termes de pénétration instantanée des sources raccordées par électronique de puissance, c'est-à-dire la part de la puissance appelée à un instant donné qui ne provient pas de machines tournantes. Ses travaux établissent qu'un socle synchrone incompressible, de l'ordre de 30 %, doit rester couplé en permanence au réseau continental européen pour en garantir la stabilité [7] : en deçà, l'inertie résiduelle devient trop faible et la vitesse de chute de la fréquence (le RoCoF) deviendrait incontrôlable au premier incident sérieux. C'est un socle que le grid-forming seul ne peut, dans l'état actuel de la technologie, remplacer. Les échéances d'un déploiement suffisant pour modifier structurellement le bilan d'inertie du réseau européen ne sont pas envisageables avant 2040-2050.

IV. LE RISQUE DES MILLIONS D'INSTALLATIONS INDIVIDUELLES COUPLÉES AU RÉSEAU

4.1 L'intuition initiale

Un argument fréquent consiste à présenter la multiplication des installations individuelles couplées au réseau comme une forme de résilience par la diversification. Cette intuition est correcte pour les risques localisés : si un onduleur tombe en panne, si un toit est à l'ombre, si une installation est mise hors service pour maintenance, l'incident reste circonscrit et le reste du parc continue de produire. La dispersion géographique protège effectivement contre ces aléas indépendants les uns des autres, exactement comme un portefeuille diversifié amortit la défaillance d'un titre isolé.

Mais cette intuition est erronée pour les risques systémiques, c'est-à-dire ceux qui frappent toutes les installations en même temps. Deux catégories de tels risques existent. D'une part les perturbations de fréquence ou de tension du réseau, qui se propagent à la vitesse de l'électricité et atteignent simultanément l'ensemble des onduleurs. D'autre part les variations brutales des conditions météorologiques, chute du vent, passage nuageux étendu, front orageux, qui font varier ensemble, et dans le même sens, la production de tous les capteurs d'une même région. Dans ces deux cas, la dispersion ne protège plus : elle synchronise toutes les variations de paramètres réseau, comme cela a été documenté lors du black-out ibérique d'avril 2025 (voir chapitre V).

4.2 Le phénomène de déconnexion en masse

Chaque installation individuelle est équipée d'un onduleur dont la fonction première est de protéger l'installation de son propriétaire. Cet onduleur se déconnecte automatiquement dès que la tension ou la fréquence dévie au-delà d'un seuil. En situation de perturbation, exactement le moment où le réseau a le plus besoin de soutien, des millions d'onduleurs se déconnectent simultanément, brutalement, de façon non coordonnée, aggravant l'incident au lieu de l'amortir. Ce comportement de déconnexion en masse a joué un rôle dans le black-out ibérique du 28 avril 2025, dont le mécanisme d'ensemble est analysé au chapitre V.

4.3 La différence avec un parc centralisé

Un parc éolien centralisé de 500 MW est prévisible : sa production est modélisée en temps réel par le gestionnaire du réseau. Dix millions de panneaux solaires individuels dispersés ne le sont pas. Leur comportement collectif est imprévisible, non coordonné, et pratiquement incontrôlable par RTE en temps réel.

La conclusion est contre-intuitive mais physiquement fondée : la multiplication des installations individuelles couplées au réseau ne constitue pas une forme de résilience ; elle est, au-delà d'un certain seuil, une source d'instabilité diffuse et difficile à contrôler.

V. LE BLACK-OUT IBÉRIQUE DU 28 AVRIL 2025 : ANATOMIE D'UNE CAUSE UNIQUE

Ce chapitre peut se lire indépendamment du reste de l'addendum. Il expose le mécanisme du black-out ibérique, le seul effondrement de réseau à grande échelle qu'ait connu l'Europe de l'Ouest récente, et il en dégage la cause, qui éclaire tout ce qui précède.

5.1 Une cascade de surtension, non une chute de tension

Il faut d'emblée lever une équivoque répandue. L'effondrement ibérique fut une cascade de surtension, c'est-à-dire une tension montant trop haut, et non une chute de tension. À la mi-journée de ce lundi férié, la demande était faible et la production assurée à environ 82 % par des sources raccordées par onduleurs, principalement solaires. Seules onze unités conventionnelles synchrones étaient couplées, le plus faible nombre de l'année. L'inertie du réseau était tombée à quelque 2,2 à 2,7 secondes ; selon l'analyse conduite pour les producteurs espagnols, la capacité d'absorption de puissance réactive effectivement disponible n'était que de 4 900 MVar, sur un total installé de l'ordre de 13 000 MVar [9]. Ce ratio doit être lu avec précaution : le rapporter brutalement, soit environ 37 % disponibles, induirait une question trompeuse, pourquoi un black-out s'il restait plus du tiers de la capacité ? La réponse tient à la nature des moyens. La capacité installée mêle des moyens lents, réactances et condensateurs souvent à commande manuelle, et des moyens dynamiques rapides, au premier rang desquels les machines synchrones. Une surtension en cascade se joue en quelques secondes : seuls les moyens dynamiques comptent à cette échelle de temps, et c'est précisément la réserve dynamique qui manquait. Fait aggravant établi par le rapport final d'ENTSO-E, une partie de la capacité statique existante, notamment des réactances shunt (de grosses bobines couplées en dérivation sur le réseau, de l'anglais shunt, qui absorbent le réactif en excès et abaissent la tension), était disponible mais n'a pas été activée à temps pendant la montée de tension [8]. Un réseau peu chargé, aux longues lignes peu chargées, produit naturellement un excès de réactif qui pousse la tension à la hausse ; en temps normal, les machines synchrones absorbent cet excès. Ce jour-là, elles étaient trop peu nombreuses. La tension a donc commencé à monter, puis chaque générateur qui se déconnectait cessait d'absorber sa part de réactif, ce qui élevait encore la tension et faisait déclencher les protections des suivants. En une vingtaine de secondes, la cascade a emporté le système. La perte de production fut la conséquence, non la cause initiale.

5.2 La cause physique première : pas assez de machines synchrones en ligne

La cause physique est unique et tient en une phrase : il n'y avait pas assez de machines synchrones couplées au réseau pour absorber l'excès de réactif et tenir la tension. Ce ne fut pas un manque d'inertie en tant que tel : un simple supplément d'inertie, qui n'agit que sur la fréquence, n'aurait pas évité un effondrement qui fut, lui, un problème de tension. Ce qui a manqué, ce sont les machines synchrones elles-mêmes, qui tiennent la tension par leur excitation et apportent l'inertie par surcroît. La véritable parade n'était donc pas un réglage d'inertie, mais des machines synchrones en ligne, c'est-à-dire couplées au réseau et tournant en synchronisme, qu'elles

produisent de la puissance utile ou qu'elles tournent en compensateur. L'analyse conduite pour les producteurs espagnols eux-mêmes conclut que la programmation d'unités conventionnelles supplémentaires ce jour-là aurait évité le black-out, et que l'exploitation des jours suivants, avec davantage de machines synchrones en ligne, a fait disparaître les fortes fluctuations de tension [9]. Lorsque les opérateurs ont enfin demandé la synchronisation rapide d'une telle unité, elle était programmée pour 14 h 00, soit après la cascade survenue à 12 h 33 : la parade existait, mais hors ligne, donc indisponible.

Ce point mérite d'être précisé pour éviter tout malentendu, car il ne diminue en rien le rôle des machines synchrones, il le renforce. Une machine synchrone rend deux services indissociables : par sa masse tournante, elle fournit l'inertie qui tient la fréquence ; par son excitation, elle tient la tension en réglant le réactif. Les simulations du rapport final d'ENTSO-E établissent que, ce jour-là, ajouter de la seule inertie par des moyens qui ne tiennent pas la tension, à savoir l'inertie synthétique d'onduleurs ou des volants d'inertie raccordés par électronique de puissance, n'aurait pas évité l'effondrement, car le problème était de tension et non de fréquence [8]. Seules de vraies machines synchrones, qui réunissent inertie et tenue de tension dans le même organe, auraient tenu le réseau. La parade n'était donc pas un supplément d'inertie électronique, mais davantage de machines synchrones en ligne, qui auraient tenu la tension et, par surcroît, renforcé l'inertie. Le plan de défense ibérique, conçu pour parer des incidents de fréquence, n'était pas armé contre un effondrement par surtension.

5.3 Les onduleurs présents auraient pu aider, mais la règle les en empêchait

On objecte parfois que les installations renouvelables présentes auraient pu, elles, soutenir la tension. C'est en partie vrai, et la nuance est instructive. Ces installations étaient équipées d'onduleurs de type grid-following, qui ne peuvent en aucun cas tenir la tension comme une machine synchrone : c'est une limite technique. Mais ces mêmes onduleurs pouvaient apporter un soutien partiel, en réglant leur facteur de puissance pour absorber un peu de réactif. Or la réglementation espagnole le leur interdisait : la Procédure Opérationnelle 7.4, approuvée en 2000 pour un réseau alors dominé par les machines synchrones, leur imposait un facteur de puissance fixe et réservait le contrôle de tension aux seules unités conventionnelles [14].

Une image éclaire ce verrouillage. Ces onduleurs sont comparables à une voiture équipée d'un régulateur de vitesse que l'on aurait débranché : la fonction est présente dans le véhicule, mais elle ne fait rien tant qu'on ne l'enclenche pas. En mode facteur de puissance fixe, l'onduleur ne regarde pas la tension : on lui a demandé de tenir un rapport figé entre puissance active et réactif, et il s'y tient, imperturbable, pendant que la tension s'envole. La machine synchrone, à l'inverse, fonctionne en boucle fermée sur la tension : son régulateur mesure la tension réelle et ajuste automatiquement l'excitation pour la corriger. La capacité matérielle d'aider existait donc dans les onduleurs présents ; ce qui manquait, c'était l'autorisation de l'activer. Fait accablant pour la règle espagnole, les pays voisins, Portugal et France, autorisaient déjà leurs renouvelables à participer au contrôle de tension : la même machine, permise d'un côté de la frontière, bridée de l'autre.

5.4 La cause profonde : une hiérarchie des priorités inversée

Reste la question décisive : pourquoi si peu de machines synchrones en ligne, et pourquoi ce verrouillage des onduleurs ? La réponse est une hiérarchie des priorités inversée. Des décisions réglementaires ont fait primer l'écoulement de la production des renouvelables, donc leur chiffre d'affaires garanti, sur les exigences physiques de stabilité du réseau, en fréquence comme en tension. Certaines de ces décisions sont juridiquement contraignantes du fait de Bruxelles : la priorité de dispatch des renouvelables, inscrite dans le cadre du marché intérieur de l'électricité (directive 2019/944 et règlement 2019/943), pousse leur production sur le réseau et écarte économiquement les machines synchrones [15]. Le verrou national espagnol, la Procédure Opérationnelle 7.4, vient en aggravation et jamais en justification : c'est une manifestation de plus de la même cause unique, non une cause concurrente qui atténuerait la responsabilité du cadre européen.

On comprend mieux cette hiérarchie quand on en voit le mobile. Faire absorber du réactif à un onduleur a un coût qu'une machine synchrone ne connaît pas : pour l'onduleur, calibré au plus juste, tout réactif demandé se paie en mégawatts actifs en moins, donc en production vendable rognée, là où une machine synchrone tient la tension presque sans entamer sa puissance utile. Régler les renouvelables en mode contrôle de tension revenait donc à leur faire sacrifier une fraction de leur revenu ; maintenir la vieille consigne de facteur de puissance fixe revenait, à l'inverse, à protéger leur plein écoulement. Que cet effet ait été recherché ou seulement toléré comme une commodité, le résultat est le même : tout le système était réglé pour que rien ne vînt entamer la production renouvelable, pas même l'exigence de tenir la tension.

Il faut s'en tenir là, sans prêter aux régulateurs la volonté délibérée de sacrifier la sécurité au chiffre d'affaires, ce que les sources n'établissent pas. Ce qu'elles établissent suffit amplement : le risque était connu et documenté par le gestionnaire espagnol lui-même dès 2020 ; la parade existait, puisque le Portugal et la France autorisaient déjà leurs renouvelables à participer au contrôle de tension ; cette parade coûtait des mégawatts ; et on ne l'a pas prise. C'est une négligence dans un risque connu, plus lourde qu'une simple erreur. L'aveu rétrospectif est venu de lui-même : l'Espagne a modifié la Procédure Opérationnelle 7.4 en juin 2025, après le black-out, pour permettre enfin aux renouvelables de contribuer au contrôle de tension [14]. On ne corrige dans l'urgence que ce que l'on aurait dû corriger plus tôt.

5.5 Ce que disent et ne disent pas les rapports officiels

Le rapport final de l'ENTSO-E, publié le 20 mars 2026, range parmi les facteurs en interaction de l'effondrement des oscillations, des lacunes du contrôle de la tension et de la puissance réactive, ainsi que des capacités de stabilisation inégales [8]. Son président a insisté publiquement sur le fait que le problème n'était pas le renouvelable mais le contrôle de tension. Cette présentation s'arrête à mi-chemin de la chaîne causale : le contrôle de tension a été défaillant parce qu'il manquait des machines synchrones, et il en manquait parce que des règles ont fait primer l'écoulement de la production renouvelable sur la stabilité. De même, lorsque les analyses parlent de barrières

réglementaires, elles emploient un terme de spécialiste qu'il faut traduire en clair : il s'agit des règles européennes de priorité aux renouvelables et du code espagnol qui interdisait aux renouvelables d'aider à tenir la tension. Les rapports officiels se déclarent d'ailleurs explicitement factuels et renvoient à des travaux ultérieurs l'analyse des causes racines (rapport ENTSO-E, page 2) [8]. Une étude scientifique à comité de lecture franchit ce pas et conclut que la cause profonde fut institutionnelle plutôt que technique : des barrières réglementaires et une conception de marché qui ont désaligné les décisions d'exploitation des exigences de stabilité en temps réel [10].

Un dernier élément interdit de tenir l'événement pour un accident isolé. Le panel d'experts d'ENTSO-E relève que les causes du black-out ibérique sont remarquablement proches de celles d'un incident survenu en Europe du Sud-Est en 2024, au point que ses premières recommandations ont consisté à amender deux recommandations déjà formulées après cet incident antérieur [8]. Autrement dit, le même mode de défaillance, la montée rapide de tension mal maîtrisée sur un réseau à forte composante non synchrone, s'était déjà manifesté ailleurs. Ce n'est pas une singularité espagnole, mais un risque structurel des réseaux dont le socle synchrone s'amenuise.

La question qui en découle, et que le présent addendum se borne à poser, est simple : jusqu'où peut-on accroître la part instantanée de production non synchrone sans rétablir, en regard, le socle de machines synchrones qui seul garantit la stabilité, et qui en paiera le prix, technique et financier ? La leçon du 28 avril tient en une phrase : les lois de la physique ne se négocient pas ; les règlements ont prétendu le faire, le réel a tranché.

VI. L'ÉOLIEN EN MER (PPE3) : UN CAS D'APPLICATION

Ce chapitre, lui aussi détachable, applique au cas français le mécanisme dégagé plus haut. Le black-out ibérique éclaire d'un jour préoccupant l'extension massive des champs éoliens en mer programmée en France. La PPE3, publiée le 13 février 2026, vise 15 GW d'éolien en mer raccordés en 2035, puis 18 GW en 2037 [6]. On justifie ordinairement cette trajectoire par le volume d'énergie décarbonée qu'elle apporterait, et il est vrai que l'éolien en mer présente un facteur de charge plus élevé et plus régulier que l'éolien terrestre (la PPE3 retient 45 % contre 26 %).

Mais ce meilleur facteur de charge ne change rien à l'essentiel : sous l'angle de la stabilité, l'éolien en mer est, comme le terrestre et le solaire, une source non synchrone raccordée par onduleurs, qui ne fournit aucune inertie. Il présente même une caractéristique aggravante : sa production est massive, concentrée géographiquement sur quelques parcs, et sujette à des variations météorologiques rapides et corrélées. Plus la France substitue cette puissance non synchrone à sa production pilotable, plus elle réduit sa propre marge d'inertie, c'est-à-dire la réserve même qui lui permet aujourd'hui de secourir ses voisins. L'assureur de dernier recours du réseau européen entreprend ainsi de fragiliser sa propre solvabilité. Le jour où une perturbation surviendra alors que cette marge aura été entamée, ce n'est plus seulement le réseau français qui sera exposé, mais le réassureur de toute la plaque continentale.

La conclusion est sans appel : à 70 à 80 % de puissance non synchrone, un réseau n'est plus assuré ; il est seulement auto-assuré par beau temps, ce qui revient à n'être pas assuré du tout. Car une garantie qui ne couvre que les jours où il ne se passe rien n'est pas une assurance : c'est un pari sur la météo. Étendre l'éolien en mer sans renforcer le socle pilotable, c'est augmenter la mise de ce pari avec l'argent de l'assurance commune, c'est-à-dire avec l'argent prélevé aux Français par le biais de leur facture d'électricité, l'Accise (ex-CSPE, Contribution au Service Public de l'Électricité), et, depuis le plafonnement de cette taxe en 2016, par le budget de l'État, donc par l'impôt. Que le canal soit la facture ou l'impôt, c'est le même Français qui paie. Et cette charge croît avec la puissance ENRi installée : la Commission de régulation de l'énergie le constate elle-même, le coût du soutien augmente à mesure du développement des renouvelables, puisque les volumes soutenus augmentent [16][17]. En définitive, c'est l'argent des Français qui finance les revenus garantis des investisseurs d'ENRi, par des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération conclus pour quinze à vingt ans.

CONCLUSION DE L'ADDENDUM

Les quatre solutions examinées dans cet addendum, autoconsommation, stockage par batteries, grid-forming, installations individuelles, sont réelles et en partie opérationnelles. Considérée chacune pour elle-même, chacune fonctionne. Mais aucune ne doit être jugée hors du système : toutes ne valent qu'au regard de leur contribution au fonctionnement du tout qu'est le réseau, lequel obéit à une règle d'or, la stabilité. Examinées sous cet angle, elles apportent des réponses partielles à des problèmes partiels. Elles ne constituent pas une réponse au problème central : la nécessité d'un socle de production synchrone pilotable, suffisamment puissant pour maintenir l'inertie et la stabilité du réseau continental européen. Les deux chapitres autonomes qui précèdent en donnent la preuve par les faits, l'un par l'effondrement ibérique, l'autre par la fragilisation programmée du socle français.

Une conséquence s'impose, qu'il faut énoncer sans détour. Pour la bourse des Français, la configuration la moins coûteuse repose sur le nucléaire et l'hydraulique. Ce sont les deux sources majeures, industrielles et disponibles, à la fois pilotables et décarbonées, et parfaitement complémentaires : le nucléaire assure la base et l'inertie, l'hydraulique apporte la flexibilité rapide et la capacité de redémarrage. Ce sont, à la différence des ENRi, de véritables acteurs de la décarbonation.

Cela n'interdit nullement une part d'ENRi : il n'y a aucune raison de l'exclure là où elle est complémentaire d'un socle pilotable, là où par exemple elle économise l'eau des barrages ou alimente des usages acceptant l'intermittence. Il faut rappeler qu'à grande échelle, les ENRi ne sont réellement intéressantes pour la décarbonation que lorsqu'elles remplacent du charbon, comme en Chine, en Pologne ou en Inde ; dans un pays déjà décarboné par le nucléaire et l'hydraulique, ce bénéfice disparaît. Or la puissance ENRi installée aujourd'hui en France est très supérieure à ce que cette logique justifierait, et c'est précisément à ce surdimensionnement que l'on doit les surcoûts constatés sur les factures d'électricité de tous les Français.

Le réseau est, pour chacun de ses usagers, l'équivalent d'une police d'assurance : il garantit à tout instant la fourniture que nul ne peut s'assurer seul. La France dispose du socle qui rend cette garantie possible. Il s'appelle le parc nucléaire, complété par l'hydraulique. L'expérience récente le confirme à rebours : c'est lorsque ce parc retrouve sa pleine disponibilité, comme en 2024 et 2025 après la crise de corrosion sous contrainte, que l'intensité carbone de l'électricité française tombe à son plancher historique [13]. Sa fragilisation progressive, par les contraintes réglementaires, les surcoûts de maintenance et la concurrence des prix garantis aux ENRi, n'est pas une fatalité : c'est le résultat de choix politiques et réglementaires qui peuvent être revisités. Aucune des solutions alternatives examinées ici ne peut, dans les délais et aux coûts socialement acceptables, remplir le rôle que jouent aujourd'hui le parc nucléaire et l'hydraulique français, pour la France et pour l'Europe entière.

La physique des réseaux ne se négocie pas.

Claude Mennessier, Président CLM Consulting, le 28 juin 2026.

Note pédagogique initiale : <https://www.pnc-france.org/stabilite-reseaux-electriques-enri-nuclaire-clm/>

SOURCES COMPLÉMENTAIRES DE CET ADDENDUM

Les sources suivantes ont servi à l'actualisation chiffrée du présent addendum (coûts de stockage, projections 2035, inertie et grid-forming, intensité carbone comparée, mécanisme du black-out ibérique, cadre réglementaire). Elles s'ajoutent aux références de la note pédagogique. Dans le corps du texte, les chiffres et faits sourcés sont signalés par un appel entre crochets renvoyant à la source correspondante ci-dessous. Toutes les URL ont été vérifiées en juin 2026.

1. NREL, Cole W., Ramasamy V., Turan M., Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update, NREL/TP-6A40-93281, 2025. <https://www.osti.gov/biblio/2583471>

2. BNEF et Ember, via Energy-Storage.News, Battery storage system prices continue to fall sharply (décembre 2025). Source primaire Ember (octobre 2025) : 125 dollars par kWh tout compris hors Chine, dont 75 dollars d'équipement et 50 dollars d'installation.
<https://www.energy-storage.news/battery-storage-system-prices-continue-to-fall-sharply-bnef-and-ember-reports-find/> <https://ember-energy.org/latest-insights/how-cheap-is-battery-storage/>

3. Smahi et al., The Power Grid Inertia With High Renewable Energy Sources Integration: A Comprehensive Review, Journal of Engineering (Wiley), avril 2025.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1155/je/7975311>

4. Electricity Maps, Grid in Review 2025, Germany : intensité carbone comparée, base production et base consommation. <https://www.electricitymaps.com/grid-in-review-2025/germany>
5. Fraunhofer ISE (Prof. Bruno Burger), Electricity generation in Germany in 2025, energy-charts.info : pic solaire du 20 juin 2025 (98,6 % de la charge publique). https://www.energy-charts.info/downloads/electricity_generation_germany_2025.pdf
6. Gouvernement français, Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) 2026-2035, publiée le 13 février 2026 : cibles d'éolien en mer (15 GW en 2035, 18 GW en 2037). <https://www.economie.gouv.fr/ppe-3-programmation-pluriannuelle-de-lenergie>
7. ENTSO-E, High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS), Guidance document, 29 mars 2017 : socle synchrone minimal, pénétration instantanée non synchrone (socle de l'ordre de 30 %). https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf
8. ENTSO-E, rapport final du Panel d'experts sur le black-out ibérique du 28 avril 2025 (publié le 20 mars 2026) : facteurs en interaction, dont contrôle de tension et puissance réactive ; réactances shunt disponibles non activées à temps ; simulation établissant qu'un surcroît d'inertie n'aurait pas évité la perte de synchronisme ; similarité avec un incident de 2024 en Europe du Sud-Est. Analyse technique détaillée : A. Alalem Albustami, A. F. Taha, The Iberian Blackout: A Black Swan or a Gray Rhino?, Vanderbilt University, novembre 2025. <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>
<https://arxiv.org/pdf/2511.17433>
9. AELEC (Compass Lexecon et INESC TEC), Analysis of events leading to the peninsular blackout of April 28, 2025, juillet 2025 : capacité d'absorption de puissance réactive disponible de 4 900 MVar sur 13 000 MVar installés ; conclusion selon laquelle la programmation d'unités conventionnelles supplémentaires aurait évité le black-out (source émanant des producteurs espagnols, partie au débat). https://aelec.es/wp-content/uploads/2025/07/20250730_CL_INESCTEC_Blackout_full-report_en.pdf
10. L. Rouco, F. M. Echavarren et E. Lobato (IIT Comillas), The overvoltage-driven blackout of the Iberian Peninsula on 28th April 2025, Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 45, mars 2026 : modèle de l'effondrement par surtension ; cause-racine institutionnelle plutôt que technique. https://www.iit.comillas.edu/publicacion/revista/en/2831/The_overvoltage-driven_blackout_of_the_Iberian_Peninsula_on_28th_April_2025
11. DGAP (Conseil allemand des relations étrangères), Chinese Export Controls on Cathode Technology, mémo n° 54, décembre 2025 : contrôles chinois à l'exportation sur la technologie de cathode LFP instaurés le 15 juillet 2025. <https://dgap.org/en/research/publications/chinese-export-controls-cathode-technology-eu-must-increase-insight-into>
12. Fraunhofer ISI, Forecasting Battery Cell Production in Europe: A Risk Assessment Model (Wicke, Weymann, Neef, 2025) : plus de 700 GWh de projets de cellules retardés ou annulés en

Europe, dont environ 240 GWh en Allemagne ; faillite de Northvolt.

<https://www.isi.fraunhofer.de/en/blog/themen/batterie-update/batterie-zell-produktion-europa-hochlauf-risiko-bewertung-gescheiterte-projekte.html>

13. RTE, Bilan électrique 2025 (chapitre Production), février 2026 : production nucléaire de 373 TWh en 2025, rétablissement de la disponibilité du parc ; intensité carbone française au plus bas historique. <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2025/production>

14. Endesa, What is grid voltage control, and why does it affect blackout risk in Spain?, novembre 2025 : la Procédure Opérationnelle 7.4, approuvée en 2000, imposait aux renouvelables un facteur de puissance fixe ; révisée en juin 2025.

<https://www.endesa.com/en/the-e-face/electrical-grid/voltage-control-grid-blackout>

15. Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant le marché intérieur de l'électricité (refonte), et Règlement (UE) 2019/943 associé (article 12, priorité de dispatch). Texte officiel EUR-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>

16. Cour des comptes, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018 : engagements pluriannuels au titre des contrats d'obligation d'achat sur quinze à vingt ans.

<https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-aux-energies-renouvelables>

17. Commission de régulation de l'énergie (CRE) et photovoltaïque.info, Le financement du soutien public aux EnR : le coût du soutien augmente avec le développement des renouvelables ; mécanismes d'obligation d'achat et de complément de rémunération ; CSPE plafonnée puis fondue dans l'accise, solde repris par le budget de l'État (programme 345).

<https://www.photovoltaïque.info/fr/info-ou-intox/le-marche-du-photovoltaïque/le-financement-des-energies-renouvelables/le-financement-du-soutien-public-aux-enr/>