

Foire aux questions : *black-out* du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique

L'Espagne et le Portugal ont connu un *black-out* majeur le 28 avril 2025. Le groupe d'experts (nommé par l'ENTSO-E, l'ACER et les régulateurs) a publié un rapport factuel le 3 octobre 2025, basé sur les données fournies par les trois gestionnaires de réseau de transport affectés par l'incident (Red Eléctrica, REN et RTE) ainsi que les autres parties prenantes (gestionnaires de réseaux de distribution et producteurs). Ce rapport a pour objectif de décrire aussi précisément que possible (i) les conditions du système électrique et des marchés de l'électricité avant l'incident, (ii) la chronologie détaillée des événements lors de l'incident, (iii) la reconstitution du système après le *black-out*.

L'identification des causes et la formulation de recommandations aux opérateurs du système électrique viendront dans une deuxième étape, qui se traduira par la publication d'un rapport final en 2026.

Sur la base de ce rapport, RTE met à jour la foire aux questions concernant l'incident survenu sur la péninsule ibérique et ses conséquences en France, dont la première version a été publiée le 5 mai 2025 :

1) Concrètement, quelle forme le *black-out* a-t-il pris en Espagne et au Portugal ?

Le *black-out* est survenu à 12h33 et 24 secondes.

Il s'est traduit par (i) la déconnexion de la quasi-totalité des unités de production connectées en Espagne et au Portugal et (ii) la perte instantanée de l'alimentation électrique via le réseau sur toute la péninsule, et la déconnexion de celle-ci de la France et du Maroc.

2) La France a-t-elle été touchée ? Quelles ont été les conséquences en France ?

Le *black-out* a eu quelques conséquences concrètes, mais modérées, en France : arrêt automatique de quelques centrales de production dans le quart sud-ouest de la France (dont un réacteur de la centrale nucléaire de Golfech), ou de certains consommateurs résidentiels raccordés au réseau de distribution dans le Pays basque français. perturbation ou coupure de certains consommateurs industriels raccordés au réseau de RTE

Les coupures de consommation ont été déclenchées automatiquement pour protéger le réseau local et ont été de très courte durée (moins de 20 minutes).

3) Est-ce le résultat d'un bon fonctionnement du plan de protection français ?

Le plan de protection du système français a dans l'ensemble très bien fonctionné : les protections installées sur le réseau ont conduit à déconnecter les interconnexions avec l'Espagne et empêcher la propagation de l'incident au reste de l'Europe.

4) Des *black-out* ont-ils déjà eu lieu en France ?

Oui, la France a connu plusieurs *black-out* majeurs par le passé.

Celui de décembre 1978 a été déclenché par un incident sur le réseau de transport et a touché la quasi-totalité du pays. Celui de janvier 1987 a trouvé son origine dans un incident sur la centrale à charbon et au fioul de Cordemais et a concerné l'ouest de la France.

Les tempêtes de décembre 1999 ont également conduit à des coupures de courant massives.

5) Des précédents ont-ils déjà eu lieu en Europe ou dans le monde ?

Oui. Le Brésil (1999, 2009, 2023), l'Italie (2003), la Scandinavie (2003), les Etats-Unis (2003, 2021), l'Allemagne (2006), l'Inde (2012), la Turquie (2015), l'Argentine, le Paraguay et l'Uruguay (2019), les Balkans (2024) et le Chili (2025) ont, par exemple, également tous connu des *black-out* (pour des raisons différentes).

6) La France a-t-elle aidé l'Espagne et le Portugal ? Si oui, comment ?

Oui, la réalimentation électrique de la péninsule ibérique a été initiée via la France et le Maroc.

Concrètement, après le *black-out*, RTE a suivi les demandes de Red Eléctrica pour apporter au réseau espagnol la puissance qui lui était nécessaire pour la reconstitution de son système électrique. Dès 12h43, après avoir vérifié la stabilité du système français, l'interconnexion a été remise sous tension. Conformément aux demandes

du gestionnaire de réseau espagnol, RTE a augmenté progressivement les exports vers l'Espagne, de 500 MW à 1 500 MW entre 13h et 18h, puis à 2 000 MW à partir de 18h. Ceci a permis de procéder, de façon méthodique et sûre, à une réalimentation par étapes de la consommation de la péninsule.

7) L'interconnexion entre la France et l'Espagne a-t-elle fonctionné normalement ?

Oui. Jusqu'aux alentours de midi, le 28 avril, les échanges d'électricité via l'interconnexion entre Espagne et France étaient à des valeurs normales et l'exploitation par les gestionnaires de réseaux français et espagnols s'est faite de façon parfaitement habituelle, conformément aux procédures en vigueur.

- A 11h57, le gestionnaire de réseau espagnol a demandé une réduction de 800 MW des exports de l'Espagne vers la France (qui sont alors passés, à 12h07, de 2300 à 1500 MW). Ce type de demande est normal lorsque le système électrique connaît des oscillations interzones (cf. question 10).
- A 12h12, le gestionnaire de réseau espagnol a demandé un changement du mode de pilotage de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Espagne. Ce type de demande est également normal lorsque des oscillations interzones sont avérées, pour mieux stabiliser les flux physiques. A ce moment, 1000 MW sont exportés de l'Espagne vers la France au travers de l'interconnexion à courant continu, et 500 MW sont exportés dans le même sens via les interconnexions à courant alternatif.
- A 12h21, le gestionnaire de réseau espagnol a demandé une nouvelle réduction de 500 MW des exports de l'Espagne vers la France : à ce moment, 1000 MW sont toujours exportés via l'interconnexion à courant continu et les flux physiques sur les interconnexions à courant alternatif cessent.
- Pour compenser ces réductions d'exports successives, la France a augmenté sa production domestique de 1300 MW.
- Par la suite, l'interconnexion a continué de jouer pleinement son rôle : au fur et à mesure des déconnexions rapides des moyens de production situés dans la péninsule ibérique, les flux sur les interconnexions à courant alternatif se sont automatiquement orientés de la France vers l'Espagne pour soutenir au mieux le système.
- La déconnexion des moyens de production espagnols a ensuite entraîné une perte de synchronisme, qui a conduit à l'activation automatique des protections à débouclage contre les ruptures de synchronisme (DRS) installées sur les interconnexions françaises. Fonctionnant selon le principe d'un pont-levis, ces protections ont ainsi évité l'extension du *black-out* à la France et au reste de l'Europe, conformément au plan de défense français.

Les causes du *black-out*

8) Le *black-out* est-il lié à une cyberattaque ?

Le Gouvernement espagnol a écarté l'hypothèse d'une cyberattaque. Par ailleurs, Red Eléctrica a confirmé qu'aucune cyberattaque n'avait visé son infrastructure. Une enquête judiciaire, décidée par les autorités espagnoles, constitue une procédure classique.

9) On a parlé d'incendies en France : est-ce vrai ?

La thèse d'un fait générateur en France résultant d'un incendie à proximité du réseau aux environs de Perpignan ou de Narbonne est infondée : aucun incendie n'a été recensé dans les environs.

10) On a parlé d'une perturbation atmosphérique particulière en Espagne qui aurait pu causer le *black-out*. Est-ce vrai ?

L'AEMET, équivalent espagnol de Météo-France, a indiqué qu'aucun « évènement météorologique exceptionnel » n'avait été recensé en Espagne. La thèse de l'évènement atmosphérique extrême semble avoir été propagée via la diffusion d'un faux document sur les réseaux sociaux, attribuée de manière erronée à REN (le gestionnaire du réseau de transport d'électricité portugais) mais démenti par ce dernier.

11) De quels éléments dispose-t-on et quels sont les phénomènes techniques sous-jacents au *black-out* ?

Le rapport factuel publié par l'ENTSO-E (3 octobre 2025) montre que plusieurs phénomènes se sont combinés en amont et pendant l'incident :

- Vers 12h00, deux phénomènes oscillatoires sont apparus successivement.
- Un premier phénomène entre 12h03 et 12h08, qui semble être dû à un dysfonctionnement local et a affecté uniquement la péninsule ibérique.
- Le second entre 12h19 et 12h22 est un phénomène connu, appelé « *oscillations interzones* », observé régulièrement dans le système électrique européen en raison de la présence continue de petites perturbations dues aux événements d'exploitation courants (manœuvres, changement de topologie, évolution de la charge ou du transit, etc.).

Les procédures en vigueur entre RTE et de Red Eléctrica lorsque ces oscillations se produisent consistent à réduire les échanges aux frontières et à modifier le mode de pilotage des interconnexions à courant continu. Ces procédures ont été appliquées et ont produit les effets attendus sur la réduction des oscillations.

- A 12h32, de nombreuses unités de production d'électricité notamment raccordées au réseau de distribution espagnol (photovoltaïque, éolien, solaire thermique) se sont déconnectées en cascade à hauteur de 880 MW, en environ 1 minute.

L'arrêt de moyens de production sur les réseaux de transport et de distribution s'est poursuivi jusqu'à 12h33mn18s pour atteindre un volume de 2,5 GW. Ces moyens de production contribuaient à la maîtrise des tensions ; leur déconnexion a privé le système espagnol de moyens de régulation de la tension.

- En parallèle, le rapport indique que le réglage de la tension, opérés par certains moyens de production dits traditionnels (fonctionnant au gaz notamment), était en écart par rapport à l'attendu. Par ailleurs, ENTSO-E indique que seulement 30% des équipements installés sur le réseau de transport espagnol - qui permettent de régler la tension à la baisse (réactances shunt) - étaient en service le jour de l'incident (13 réactances shunt sur 43 disponibles en Espagne, et 3 sur 11 au Portugal).
- L'arrêt de la production a conduit à une augmentation très rapide de la tension (perte de moyens de production réglant la tension) et à une chute de la fréquence (déséquilibre entre production et consommation).
- La chute de fréquence a entraîné l'activation automatique du délestage fréquence-métrique (plan de défense espagnol) en 3 secondes, mais cela n'a pas permis de stopper l'effondrement du système.
- A 12h33 et 23s, la déconnexion des moyens de production espagnols a entraîné une perte de synchronisme du réseau espagnol avec le reste de l'Europe. Celle-ci a conduit à l'activation automatique des protections à débouclage contre les ruptures de synchronisme (DRS) installées sur les interconnexions françaises. Ces protections ont ainsi évité l'extension du *black-out* à la France et au reste de l'Europe, conformément au plan de défense français.
- Le système électrique ibérique était alors en *black-out* total.
- Immédiatement, les GRT espagnol, portugais et français ont mis en œuvre leur procédure de reconstitution du réseau. Les interconnexions entre l'Espagne et le Maroc, et entre l'Espagne et la France ont joué un grand rôle, en permettant très rapidement de fournir de l'énergie au système électrique de la péninsule.

Dès 12h43, une ligne d'interconnexion entre la France et l'Espagne a été remise en service. Ce sera également le cas à 13h04 pour l'interconnexion entre le Maroc et l'Espagne.

La reconstitution du réseau espagnol et portugais s'est appuyé également sur des groupes de production possédant la fonctionnalité "black-start" (capacité à démarrer sans source d'énergie externe).

12) Qu'est-ce que la tension sur un réseau électrique ?

Le courant électrique est un déplacement d'électrons. La tension agit comme une force motrice et met les électrons en *mouvement*.

La tension électrique peut ainsi être comparée à la pression dans un tuyau d'arrivée d'eau : la pression de l'eau constitue la force qui pousse l'eau à travers les tuyaux ; la tension correspond également à la force qui pousse les électrons à se déplacer. Elle s'exprime en volts (V).

Les équipements électriques (installations de production d'électricité, appareils de consommation électrique ou infrastructures de réseau) sont chacun conçus pour fonctionner dans une plage de tension, avec un niveau maximal et un niveau minimal.

Les installations produisant ou consommant des puissances élevées, ainsi que les infrastructures de réseau transportant l'électricité sur de longues distances, fonctionnent avec des niveaux de tension élevés.

Le système électrique français repose ainsi sur des niveaux de tension différents : les réseaux de distribution recouvrent les tensions de 230 volts à 50 000 volts (basse et moyenne tension), le réseau de transport accueille des tensions allant de 63 000 volts à 400 000 volts (haute et très haute tension).

Ces seuils peuvent varier à travers l'Europe et le reste du monde.

13) Pourquoi est-il important de régler la tension ?

La tension doit être réglée en continu de façon à ne pas excéder les plages de fonctionnement « normales » (avec un seuil haut et un seuil bas, cf. question 12).

Ce réglage vise à protéger le matériel électrique raccordé au réseau face à :

- des tensions trop élevées, qui peuvent engendrer des risques pour la sécurité des biens et des personnes, ou un vieillissement accéléré des équipements,
- des tensions trop basses, qui peuvent perturber le fonctionnement des centrales de production, des appareils qui consomment de l'électricité, voire la stabilité du réseau.

La surtension survient lorsque la tension est supérieure à la valeur maximale autorisée par la plage de fonctionnement du matériel. Plus le dépassement de la valeur nominale de fonctionnement est important, plus il est porteur d'un risque et plus la durée acceptable de cette surtension est courte.

Compte tenu du fait que les installations de consommation et de production d'électricité sont réparties sur tout le territoire, chaque « point » du réseau affiche donc naturellement une tension différente. C'est pourquoi le réglage de la tension doit être réalisé localement.

14) Comment règle-t-on la tension ?

Le réglage de la tension s'effectue en pratique par une modification de la *puissance réactive* (cf. question 15) qui circule sur le réseau :

- soit en injectant plus de puissance réactive sur le réseau, ce qui a pour effet d'augmenter la tension,
- soit en absorbant plus de puissance réactive, pour baisser la tension.

Il existe plusieurs solutions techniques pour régler la tension sur le réseau de transport d'électricité, dont deux principales :

- un réglage « statique ». Des équipements installés sur les réseaux électriques injectent ou absorbent une quantité de puissance réactive déterminée à l'avance, lorsqu'ils sont activés, quel que soit le niveau de tension autour d'eux. Il s'agit des condensateurs (qui accroissent la production de puissance réactive et élèvent ainsi la tension) et des *réactances shunt* (qui absorbent de la puissance réactive et font ainsi baisser la tension).
- un réglage « dynamique ». C'est-à-dire que les équipements installés sur les réseaux adaptent la puissance réactive en continu, dès qu'ils sont connectés au réseau, pour ramener systématiquement le niveau de tension vers une valeur « de consigne » prédéfinie.

Il s'agit principalement de tous les moyens de production d'électricité raccordés au réseau de transport : les centrales dites traditionnelles, mais aussi les installations de production éolienne ou solaire ou de stockage d'électricité dont l'interface - à partir d'électronique de puissance - permet de régler la tension. C'est également le cas d'équipements techniques spécifiquement dédiés au réglage de la tension comme les compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR).

Le réglage de tension est continu dès lors que le moyen est connecté au réseau et varie en permanence en fonction de la tension mesurée en sortie de l'installation et de la valeur de consigne à respecter.

En France, les installations de production raccordées aux réseaux de distribution ont un fonctionnement différent de celles raccordées au réseau de transport pour ce qui concerne le réglage de la tension.

La puissance réactive est directement liée à leur production (cf. question 15), avec un réglage fixe positionné en absorption de puissance réactive. Ainsi une installation qui produit 10 MW absorbe 3 MVAR de puissance réactive. Si cette installation cesse de produire de l'électricité, il n'y a plus d'absorption de puissance réactive.

15) Qu'est-ce que la puissance réactive ?

Pour être transportée, sur le réseau, l'électricité a besoin **de puissance active** (la part « utile » du courant qui alimente nos appareils en énergie) et **de puissance réactive** (la partie « non-utile » du courant électrique mais qui circule nécessairement dans un réseau).

De façon schématique, alors que la puissance active constitue la partie du courant électrique qui transite de la source de production vers le lieu de consommation et qui va effectivement alimenter l'usage électrique final, la puissance réactive constitue une autre partie du courant qui effectue des allers/retours permanents entre la source et la consommation mais ne contribue pas à l'alimentation en énergie électrique.

La puissance réactive est exprimée en volt-ampère-réactif (VAR), tandis que la puissance active est exprimée en Watts (W).

Cette puissance réactive modifie en pratique la quantité de courant transportée dans un réseau et influe donc sur la tension (plus la quantité de courant transportée est importante, plus la tension baisse, et inversement). La maîtrise de la tension implique donc d'agir sur la puissance réactive, soit en l'injectant soit en l'absorbant (cf. question 14).

16) Sait-on d'ores et déjà expliquer pourquoi le système ibérique a connu des problèmes de stabilité de la tension, le 28 avril 2025 ?

Compte tenu des éléments indiqués en réponse aux questions 11 à 14, l'instabilité de la tension peut être liée à une insuffisance structurelle ou conjoncturelle (déconnexions soudaines) de moyens de production *localisés au bon endroit* et disposant d'une capacité de réglage de la tension, à même de compenser très rapidement les variations normales mesurées sur les réseaux et de stabiliser le système.

Face à une capacité de réglage insuffisante, Red Eléctrica a ainsi entrepris des mesures habituelles d'exploitation du système électrique consistant à solliciter d'autres moyens de production pour fournir un service de réglage de tension.

Au cours de la matinée, la tension sur le système espagnol a semblé ainsi connaître des variations de forte amplitude dans les deux sens dans des temps très courts, et a engendré autour de midi deux périodes d'oscillations (variations de puissance et de fréquence).

La tension étant avant tout une variable à maîtriser localement, la localisation des moyens de réglage est un paramètre fondamental à la sécurité de fonctionnement du système électrique, afin d'éviter la propagation d'un phénomène de tension haute ou tension basse au reste du réseau.

Les investigations réalisées par le panel d'experts ENTSO-E confirment, en effet, que de nombreux équipements contribuant au réglage de la tension n'étaient pas en service le matin du 28 avril ou n'ont pas rendu le service

attendu, en particulier dans le sud de l'Espagne. Ceci a pu être un facteur limitant pour gérer l'instabilité de la tension (cf. question 11).

ENTSO-E a néanmoins fait part, lors de la présentation du rapport d'enquête le 3 octobre 2025, d'un manque de données nécessaires pour mener l'analyse complète du *black-out* survenu le 28 avril. Cette dernière sera présentée dans le rapport final en 2026.

17) La France a-t-elle observé de telles instabilités de tension ?

Non. Des variations de tension *dans un seul sens* (hausse ou baisse) ont déjà pu être observées en cas d'incident (ex : forte hausse lors de la perte d'un groupe de production) mais ce type de variations de tension *dans les deux sens* dans un temps aussi court n'a jamais été observé sur le système électrique français.

Le dernier incident rencontré en matière de maîtrise de la tension en France date de janvier 1987, dans un contexte de forte consommation d'électricité, la perte de moyens de production dans l'ouest de la France, dont la centrale de Cordemais, a empêché tout apport local de puissance réactive et a ainsi entraîné l'effondrement de la tension sur une zone allant de la Bretagne à l'ouest de l'Île-de-France (cf. questions 13 et 14).

Depuis, la maîtrise de la tension dans le Grand Ouest a constitué un point d'attention récurrent pour RTE. RTE a régulièrement souligné dans ses analyses que la mise en service d'un autre moyen de production de grande puissance (comme l'EPR de Flamanville) constituait un prérequis à la mise à l'arrêt définitive de la centrale à charbon de Cordemais.

De façon générale, la France connaît, à l'instar des autres pays européens, des phénomènes croissants de tensions hautes sous l'effet de divers facteurs d'augmentation de la tension. **3 grandes causes structurelles expliquent l'apparition de tensions hautes** parce que la puissance réactive est trop importante et/ou trop peu absorbée.

- Les câbles utilisés pour la mise en souterrain progressive des réseaux (distribution, transport, raccordements clients) produisent structurellement plus de puissance réactive que les lignes aériennes qu'ils remplacent,
- L'augmentation de la petite production raccordée directement aux réseaux de distribution et la consommation « locale » de cette électricité sans qu'elle n'ait à transiter par le réseau de transport : les lignes sur lesquelles peu d'électricité circule absorbent moins de puissance réactive (phénomène électrotechnique),
- Les appareils électriques modernes (plus performants) consomment moins de puissance réactive que ceux avec des moteurs à induction.

18) Pourquoi RTE indique que la France est « moins exposée et mieux protégée » face aux événements survenus en Espagne le 28 avril 2025 ?

RTE dispose aujourd'hui des solutions techniques et des dispositions réglementaires qui permettent au réseau public de transport d'électricité d'être moins exposé et mieux protégé, face à ces situations.

Il est possible de dire que la France est *moins exposée* car **l'ensemble des installations de production raccordées au réseau de RTE (EnR et « traditionnelles ») ont l'obligation de contribuer aux services système tension. Elles le font notamment à travers un réglage dynamique de la tension** (cf. question 14) :

- dit « **primaire** », qui régule la tension en quelques secondes,
- et en complément, un réglage dit « **secondaire** » qui permet à RTE de réguler la tension d'une zone, en quelques minutes, en télécommandant les réglages sur les moyens de production.

En Espagne, **seuls les moyens de productions dits « traditionnels »** (nucléaire, gaz, hydraulique ...) raccordés au réseau de transport réalisent un réglage dynamique de la tension, **à l'aide d'un seul réglage primaire agissant en 1 minute**. Les installations EnR, quant à elles, ne sont obligées qu'à un réglage statique (au paramétrage défini à l'avance) sans prendre en compte la tension du réseau à l'instant T.

Ce n'est pas le cas en France, les installations de production EnR raccordées au réseau de transport sont soumises à une obligation de réglage dynamique de la tension.

Enfin, la France règle la tension avec des plages plus conservatrices que l'Espagne : sur le plus haut niveau de tension (400 kV), la France s'autorise une valeur haute à 420 kV, alors que l'Espagne permet une montée de la tension jusqu'à 435 kV, réduisant ainsi la marge lors de la survenue de tensions hautes.

Par ailleurs que le réseau de transport d'électricité français peut être considéré comme *mieux protégé* car **RTE contrôle de longue date tous les acteurs** fournissant des services au système électrique (réglages de la tension et de la fréquence) :

- **Des simulations et tests en conditions réelles lors de la certification** (avant l'accès au réseau) sur les caractéristiques en fréquence et en tension des installations (sur le réseau de transport pour la tension et la fréquence, sur les réseaux de distribution pour la fréquence seulement).
- **Des contrôles périodiques** (tous les 10 ans) **de l'ensemble des caractéristiques techniques des installations** (similaires aux vérifications effectuées lors de l'accès au réseau).
- **Un suivi en continu** (mensuel) **par RTE des contributions réelles** des installations de production : identification des écarts aux exigences, les éventuelles pénalités et remises en conformité le cas échéant (sur la base de télémesures).

RTE contribue à faire évoluer les règles de fonctionnement du système électrique au même rythme que l'évolution du mix de production. Par exemple, les discussions sont aujourd'hui en cours pour renforcer la contribution des batteries au réglage de la tension.

RTE prévoit également dans le cadre de son Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de développer des moyens de compensation de la puissance réactive entre 2025 et 2030 (doublement du parc de *réactances shunt* et de la capacité d'absorption de puissance réactive).

L'ensemble de ces leviers contribue à limiter le risque de survenue d'une difficulté de maîtrise de la tension en France.

19) Dans les premières heures du *black-out*, l'insuffisance d'inertie du système électrique espagnol a été mise en cause : qu'en est-il dans l'analyse factuelle à froid ?

Dans le rapport ENTSO-E, publié le 3 octobre 2025, rien n'indique que le système ibérique ait manqué d'inertie.

Pour rappel, en Europe, les centrales dites traditionnelles (thermique, nucléaire, hydraulique...) « couplées » produisent de l'électricité à partir d'alternateurs, qui tournent tous à la même vitesse à travers le continent.

Ces alternateurs (qui pèsent plusieurs tonnes) étant en rotation, leur mouvement procure une inertie au système électrique (propriété physique qui fait que le mouvement et la masse de ces alternateurs stabilisent naturellement les variations brusques de la fréquence). Il s'agit d'une caractéristique des « machines tournantes » : les installations de production renouvelable, comme l'éolien ou le solaire, ne fournissent pas spontanément une telle inertie vis-à-vis de leurs prescriptions techniques actuelles.

L'enjeu de l'inertie, *a fortiori* dans un système dépourvu ou avec très peu de centrales conventionnelles, est un enjeu bien identifié. RTE a notamment eu l'occasion de souligner (cf. rapport RTE-AIE et les *Futurs énergétiques 2050*) que cet enjeu pouvait être géré sous réserve de la réunion de différents prérequis techniques spécifiques : (i) maintenir un nombre minimal de capacités pouvant fournir de l'inertie, (ii) déployer des équipements techniques qui simulent de l'inertie (compensateurs synchrones, onduleurs spéciaux, etc.) et (iii) mobiliser de façon accrue les capacités de stockage comme les batteries pour gérer la fréquence en lieu et place des centrales classiques.

20) Dans le cas ibérique, quel a été le lien entre le problème de réglage de tension et la fréquence ?

En Espagne, le système électrique comportait manifestement un nombre insuffisant d'équipements (moyens de production, notamment) à même de fournir un service de réglage de tension, la matinée du 28 avril.

L'arrêt d'un groupe de production peut être préjudiciable à la stabilité de la tension. Dans ces conditions, si nécessaire, c'est au gestionnaire de réseau d'imposer le fonctionnement des groupes de production.

Le 28 avril dernier, l'arrêt de nombreux moyens de production dans un laps de temps court, à la suite des tensions hautes enregistrées sur le réseau ibérique, a entraîné un écart trop significatif entre production et consommation. Cet écart a causé une chute de fréquence rapide dans la péninsule.

Lorsqu'un incident de ce type se produit, toutes les centrales européennes réagissent et participent à la maîtrise de la situation, en ajustant leur production pour stabiliser la fréquence. Si cela ne permet pas de stabiliser la fréquence, des mesures automatiques sont également activées : il s'agit de mesures du plan de défense.

En Espagne, le plan de défense (délestage fréquence-métrique destiné à stabiliser la fréquence) n'a pas suffi à stopper la dégradation de la situation.

21) Quelle est la différence du plan de défense français par rapport au plan espagnol ?

Dans ses moyens de défense, le réseau français est également protégé contre les phénomènes de rupture de synchronisme : c'est-à-dire lorsque les centrales d'une zone fonctionnent plus à la même fréquence que les autres centrales interconnectées sur le même réseau. En cas de rupture de synchronisme observée sur une partie du réseau, le plan de défense français ordonne la séparation de la zone concernée du reste du réseau.

Le plan de défense français permet ainsi de diviser la France en 32 zones électriques couvrant l'ensemble du territoire.

Ce sont ces protections, installées sur les lignes d'interconnexion entre la France et ses voisins, qui ont fonctionné le 28 avril 2025 et qui ont isolé la péninsule ibérique du reste de l'Europe continentale interconnectée, protégeant ainsi l'Europe d'un incident de plus grande ampleur.

Le rôle des énergies renouvelables

22) Quel était le niveau de la production renouvelable au moment du *black-out* en Espagne ? Était-ce un niveau inhabituel ?

Au moment du *black-out*, la production d'électricité en Espagne provenait à environ 65% de l'éolien et du solaire. De telles configurations avaient déjà été atteintes en 2024 et 2025.

Le rapport ENTSO-E confirme que ces valeurs sont assez typiques d'une journée de printemps, et que la survenue du *black-out* n'est pas liée au niveau de production EnR au moment de l'incident.

23) Où la France se situe-t-elle par rapport à ce niveau ?

En France, l'éolien et le solaire ont représenté respectivement 8,7% et 4,6% de la production nationale totale en 2024, en volume (13,3% à elles deux). Au maximum, la production combinée de l'éolien et du solaire, en part instantanée maximale, a représenté 41% de la production française en 2024, et 40% en 2025.

A moyen terme et selon les orientations publiques, l'éolien et le solaire ont vocation à s'ajouter au nucléaire, sans le remplacer, de sorte à augmenter la production électrique du pays et permettre à l'électricité de remplacer les énergies fossiles importées. Dans les projections du scénario A référence du Bilan prévisionnel 2023 de RTE (atteinte des objectifs publics), l'éolien et le solaire représenteraient en 2035 au maximum un tiers de la

production française en volume annuel. Dans les scénarios B (retard) et C (mondialisation contrariée), cette part serait comprise entre 26 et 32% à la même échéance. Il s'agit dans tous les cas de taux très inférieurs à ceux de nombreux pays européens aujourd'hui.

24) Le système ibérique a-t-il manqué de capacités « pilotables » ?

La pilotabilité du système électrique renvoie à plusieurs notions différentes, qui sont systématiquement distinguées dans les études de RTE :

- L'indépendance de la production par rapport à la disponibilité de la source primaire (eau, vent, ensoleillement),
- La faculté et la rapidité à faire varier la production d'une installation sur demande de l'exploitant ou du gestionnaire de réseau,
- La faculté de faire varier plusieurs fois la production au sein d'une même journée,
- La contribution à la stabilité du système, etc.

Par exemple, la « petite hydraulique » est une énergie renouvelable qui contribue à la stabilité du système (elle dispose de machines tournantes), mais sa production et sa faculté à la faire varier dépendent du débit des cours d'eau. Ainsi, c'est par rapport à l'ensemble des dimensions de la « pilotabilité » des différentes sources d'énergie qu'il convient de réaliser le retour d'expérience.

Au regard des informations connues à date, le système électrique ibérique semble davantage avoir manqué de capacités de production connectées au réseau, localisées au bon endroit et à même d'offrir un service de réglage de la tension (cf. question 11).

Questions diverses

25) Comment expliquer un tel délai pour disposer de réponses techniques ?

La conduite d'une analyse rigoureuse, à froid, d'incidents de cette ampleur et de cette complexité technique requiert du temps.

Ce *black-out* est le premier de ce type en Europe et le fait générateur n'a pas pu être rapidement identifié, contrairement à des incidents de grande ampleur précédents liés à : une indisponibilité fortuite d'ouvrages du réseau, de moyens de production centralisés comme le *black-out* de 1978 en France, les coupures dans l'Ouest de la France de 1987, le *black-out* en Italie de 2003, l'incident européen de 2006 ou bien encore le *black-out* ayant touché les Balkans en 2024.

L'absence d'un fait générateur rapidement identifiable a rendu plus complexe la recherche des causes, qui sont multiples et plus diffuses au sein du système électrique ibérique. La complexité des phénomènes électrotechniques en jeu dans le déclenchement et la propagation de l'incident confirme la nécessité de ce type d'analyses détaillées, s'inscrivant dans un temps long.

Elle implique notamment la reconstitution du fonctionnement précis du système électrique ibérique, français et même européen dans les heures qui ont précédé le *black-out* et dépend des données mises à disposition.

Rassembler ces données prend du temps : plus de 120 lettres ou e-mails ont été échangés avec les parties prenantes espagnoles pour récupérer les données nécessaires à l'analyse (données de fonctionnement des différents moyens de productions, des réseaux de distribution et de transport).

ENTSO-E a néanmoins indiqué avoir rencontré des difficultés dans l'obtention de données.

Ces retards ont ralenti le calendrier initial, plus ambitieux, de l'enquête. Si le panel d'experts a pu publier son rapport factuel avant la date limite légale, certaines informations provenant de tiers espagnols manquent encore pour re-simuler le *black-out* dans son intégralité de manière rigoureuse.

C'est parce que des analyses détaillées ont eu lieu lors des précédents *black-out* que des leçons utiles en ont été tirées et intégrées au plan de protection français.

26) Peut-on être conclusif sur le phénomène, la cause, les responsabilités, le fonctionnement du plan de défense ?

Le rapport factuel d'ENTSOE constitue la première étape dans l'analyse de l'incident. Un rapport définitif comportant entre autres des recommandations issues de l'analyse des faits et des comportements des acteurs contribuant au fonctionnement du système électrique sera publié d'ici 4 à 5 mois. Il est donc trop tôt pour conclure. Néanmoins, plusieurs phénomènes se sont combinés en amont et lors de l'incident (cf. question 12).

L'établissement des responsabilités des acteurs n'est ni du ressort de RTE, ni d'ENTSO-E, mais du régulateur et de la justice espagnols.

27) Ce type d'incident pourrait-il arriver en France ?

Aucun expert du système électrique ne dira qu'un *black-out* est impossible, et ce, quelle que soit la nature du mix électrique.

De fait, des *black-out* massifs sont déjà intervenus en France, alors même que le parc était essentiellement dominé par les centrales thermiques (1978) ou comme aujourd'hui par le nucléaire (1987). Des coupures ont déjà affecté la France via les interconnexions (2006) du fait d'un problème survenu en Allemagne (cf. questions 4 et 5).

Le travail du gestionnaire de réseau consiste à formuler des préconisations qui visent à réduire l'exposition et réduire la probabilité de coupures, en chiffrant les coûts associés pour permettre au décideur de prendre les arbitrages nécessaires. Par ailleurs, le gestionnaire de réseau se protège des incidents par un plan défense contre leur propagation et dispose d'un plan de reconstitution du réseau en cas de *black-out*.

Comme pour tout incident de grande ampleur, RTE intégrera le retour d'expérience du *black-out* ibérique dans la mise à jour des exigences relatives au raccordement des utilisateurs du réseau, de son plan de défense et de reconstitution du réseau.

28) Sommes-nous de nouveau face au même risque que pendant l'hiver 2022-2023 ?

Non. Le système électrique français a été confronté à une situation exceptionnelle lors de l'hiver 2022-2023 du fait de la conjonction de trois phénomènes distincts : la découverte d'un aléa générique de corrosion sous contrainte sur le parc électronucléaire français, une production hydraulique extrêmement faible du fait d'une sécheresse inédite depuis 1976 lors de l'été précédent et une grande incertitude sur l'approvisionnement en gaz du fait de la guerre menée par la Russie en Ukraine.

La France faisait alors face à une probabilité réelle de coupures de courant du fait d'un risque d'insuffisance d'offre pour alimenter la demande en électricité. Dans de tels cas, la France aurait pu être amenée à organiser des coupures d'électricité tournantes, maîtrisées et ciblées (« délestages »).

Au cours des dernières années, RTE a systématiquement pris le soin de bien différencier cette notion de celle du *black-out*, le délestage visant précisément à éviter un *black-out* généralisé.

29) La France est-elle opposée au renforcement, à moyen terme, de ses capacités d'interconnexions avec l'Espagne ?

La France dispose de six lignes d'interconnexion avec l'Espagne. Une nouvelle ligne « Golfe de Gascogne », majoritairement sous-marine, est en cours de construction et doit être mise en service en 2028. A cet horizon, la capacité d'échange technique entre la France et la péninsule ibérique sera de 5 GW, conformément à la cible politique fixée dans la déclaration de Madrid de 2015.

La frontière espagnole est celle sur laquelle RTE a le plus investi au cours des dernières années et l'Espagne sera prochainement le 2ème pays le plus interconnecté avec la France.

D'autres projets d'interconnexions sont à l'étude avec la péninsule ibérique. RTE a clairement indiqué être prêt à travailler avec l'Etat, la Commission de régulation de l'énergie, la Commission européenne et ses homologues espagnol et portugais, pour identifier les conditions techniques et financières permettant de poursuivre l'interconnexion avec la péninsule ibérique avec une exploitation sûre dans la durée :

- i. Le besoin de renforcer en parallèle le réseau français pour acheminer en sécurité les flux de l'Espagne vers les autres pays européens ;
- ii. Tenir compte avec attention du retour d'expérience technique sur le *black-out* qui sera fait au niveau européen et qui permettra d'identifier si des mesures spécifiques complémentaires aux dispositions existantes doivent être mises en œuvre pour garantir la stabilité du système électrique ibérique et européen.