

## 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 (*expert panel*, nommé par ENTSO-E, l'ACER et les autorités de régulation nationales) a publié un premier rapport factuel le 3 octobre 2025, puis le 20 mars 2026 un rapport final identifiant les causes racines du blackout, un panorama de l'ensemble des facteurs ayant contribué à la gravité de l'incident, et formulant des recommandations techniques et réglementaires.

Les analyses ont été réalisées à partir des données fournies par les trois gestionnaires de réseau de transport affectés par l'incident (Red Eléctrica, REN et RTE) ainsi que par les autres parties prenantes (gestionnaires de réseaux de distribution et producteurs).

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

### 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) Un *black-out* du même type a-t-il déjà eu lieu auparavant en Europe ?

**Non**. Le rapport final de l'*expert panel* confirme qu'un *black-out* lié à des tensions hautes est un événement inédit en Europe.

### 7) 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 à l'Espagne 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.

#### 8) 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 s'établissaient à des valeurs normales et l'exploitation du système électrique par les gestionnaires de réseaux français et espagnols était 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***

#### 9) 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.

#### 10) 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.

#### 11) 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.

## 12) Quels ont été les phénomènes techniques sous-jacents au *black-out* ?

Le rapport factuel publié par 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, dû à un dysfonctionnement local et qui 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, opéré par certains moyens de production dits conventionnels (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'écroulement 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).

## 13) Le rapport final de l'*expert panel* identifie-t-il la cause de l'incident ?

**Oui.** Plus précisément, dans son rapport du 20 mars 2026, l'*expert panel* confirme que le blackout n'a pas été provoqué par une cause unique, mais par l'effet combiné de plusieurs facteurs.

#### 14) Quelles sont les causes officielles identifiées par l'expert panel ?

L'expert panel identifie plusieurs causes au black-out : i) des moyens de réglage de la tension insuffisamment efficaces, ii) une mauvaise coordination entre les acteurs du système électrique, et iii) des protections mal paramétrées engendrant la déconnexion non désirée de moyens de production.

#### 15) 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.

#### 16) 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.

#### 17) 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 conventionnelles, 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 mégavolt-ampère-réactif (MVAR) de puissance réactive. Si cette installation cesse de produire de l'électricité, il n'y a plus d'absorption de puissance réactive.

### 18) 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).

### 19) 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.

## 20) Pourquoi la France est-elle « moins exposée et mieux protégée » face aux évènements survenus en Espagne le 28 avril 2025 ?

**La France est moins exposée aux phénomènes d'instabilité de tension et en est mieux protégée grâce à des règles et des conditions d'exploitation plus exigeantes :**

- **Plus de marges de sécurité** : la France exploite son réseau avec des règles de sécurité plus strictes (tensions normales en exploitation limitée à 420 kV en France contre 435 kV en Espagne), ce qui laisse plus de temps pour réagir en cas de hausse de la tension. A titre d'exemple, à conditions égales, RTE serait intervenu dès 10h00 pour baisser la tension, sans attendre qu'elle ne se rapproche du seuil de déconnexion des moyens de production (440 kV) ;
- **Plus de contributions des producteurs au réglage des tensions** : en France, toutes les installations raccordées au réseau de transport d'électricité (haute et très haute tension), y compris les moyens de production renouvelables, ont l'obligation de participer aux services système de réglage de la tension ;
- **Des dispositifs de réglage de tension plus automatisés et coordonnés** : en France, le réglage de la tension par les producteurs est coordonné par RTE de façon automatique. Par ailleurs, RTE possède des équipements sur son réseau (self/bobines d'inductance shunt) capables de se mettre en service automatiquement (20 secondes) pour stabiliser la tension ;
- **Des performances de réglage mieux contrôlées** : RTE contrôle en temps réel la bonne fourniture des services de réglage par les acteurs, et des pénalisations sont appliquées en cas de non-respect des exigences. Par ailleurs, le réglage des protections de déconnexion des groupes de production est vérifié par RTE en amont de leur mise en service puis contrôlé à un rythme décennal.

## 21) Quel est l'impact pour la France des recommandations formulées par l'expert panel ?

Le rapport donne 21 recommandations visant à éviter qu'un tel évènement ne se reproduise en Europe. Elles s'adressent à tous les acteurs du système électrique (régulateurs, producteurs, distributeurs et transporteurs d'électricité).

Le rapport préconise la généralisation en Europe de dispositions déjà existantes en France telles que :

- Les dispositions permettant **d'automatiser l'activation des dispositifs de réglage de tension et de mieux les coordonner.**
- **Le contrôle des exigences qui s'appliquent aux producteurs** : le réglage des protections de déconnexion des groupes de production et la fourniture des services de réglage de la tension

Certaines recommandations confirment la pertinence d'actions déjà engagées en France telles que :

- **La contribution de tous les moyens raccordés au système électrique au réglage de la tension** : RTE travaille avec les acteurs du système électrique à étendre aux batteries et aux moyens de production renouvelables de faible puissance les obligations de contribuer au réglage des tensions.

- **Le déploiement à grande échelle de capteurs de haute précision** pour détecter et analyser plus finement les oscillations, (objectif entre 100 et 150 répartis sur le territoire).
- **Le renforcement des mesures de défense pour les adapter aux phénomènes de tensions hautes.** Lors de l'incident du 28 avril 2025, le système de défense français a correctement isolé le réseau français et européen de l'instabilité espagnole. En complément RTE développe de nouvelles fonctionnalités de dernier recours, capables d'absorber instantanément des augmentations rapides de tension. Par ailleurs, des travaux sont en cours avec ENEDIS pour adapter le plan de délestage fréquence-métrique au développement de la production décentralisée.

## 22) 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 ?

Les premières analyses de l'*expert panel* publiées le 3 octobre 2025 ne concluent aucunement à un manque d'inertie du système ibérique qui aurait conduit à la survenue du *black-out*.

Pour rappel, en Europe, les centrales dites conventionnelles (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 rapport *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 conventionnelles.

## Le rôle des énergies renouvelables

### 23) La présence des énergies renouvelables dans le mix énergétique espagnol est-elle identifiée comme une cause du *blackout* ?

**Non.** Les conclusions de l'*expert panel* confirment sans ambiguïté que l'incident n'est pas une conséquence de la proportion d'énergies renouvelables dans le mix de production espagnol au moment du *black-out*.

### 24) 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 de l'*expert panel* 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 la production renouvelable au moment de l'incident.

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

En France, l'éolien et le solaire ont représenté respectivement 6% et 9,1% de la production nationale totale en 2025, en volume (15,1% 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, les orientations publiques arrêtées au sein de la 3<sup>e</sup> programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) adoptée par le Gouvernement en février 2026 définissent, en cohérence avec les trajectoires étudiées par RTE dans son Bilan prévisionnel 2025, des objectifs de développement pour chaque filière de production d'électricité décarbonée. Selon ces orientations, l'éolien et le solaire ont vocation à poursuivre leur développement pour accroître, aux côtés du nucléaire et de l'hydroélectricité, la production d'électricité bas-carbone française et ainsi accompagner l'électrification du pays, en substitution aux imports d'énergies fossiles.

La PPE 3 devrait conduire à une production d'électricité décarbonée d'au moins 560 TWh en 2030, dont environ 205 TWh (soit 34%) d'électricité d'origine renouvelable. En 2035, cette production devrait être d'environ 270 TWh (soit 40 % de la production d'électricité totale à cette échéance).

Il s'agit en tout état de cause de taux très inférieurs à ceux de nombreux pays européens aujourd'hui.

## 26) 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.

Comme indiqué précédemment, les investigations de l'*expert panel* confirment plutôt 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 12).

## Questions diverses

### 27) Les responsabilités respectives des différentes parties prenantes sont-elles déterminées ?

L'établissement des responsabilités des acteurs n'est ni du ressort de RTE, ni d'ENTSO-E, mais relève de l'autorité de régulation et de la justice espagnoles.

### 28) 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 intègre 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.

### 29) L'incident du 28 avril 2025 relève-t-il du 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.

### 30) 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 2<sup>e</sup> pays le plus interconnecté avec la France.

D'autres projets d'interconnexions sont à l'étude avec la péninsule ibérique. RTE a travaillé avec l'Etat, la Commission de régulation de l'énergie, la Commission européenne et ses homologues espagnol et portugais, pour identifier les prérequis techniques et financiers pour de nouveaux projets :

- (i) la nécessité de renforcer en parallèle le réseau interne français pour accueillir des flux supplémentaires transitant de l'Espagne vers les autres pays européens ;
- (ii) la nécessité de prendre dûment en compte le retour d'expérience technique sur le *black-out* pour garantir la stabilité du système électrique ibérique et européen.