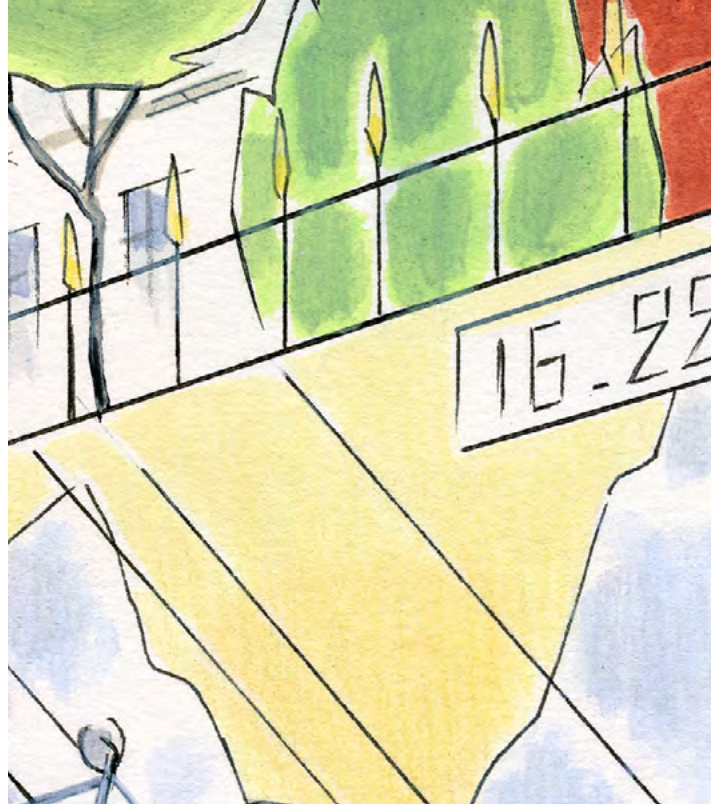




Le réseau
de transport
d'électricité

BILAN SÛRETÉ

2021



SOMMAIRE

01. RÉSUMÉ	4
1.1 L'ANALYSE DES INDICATEURS CLÉS DE L'ANNÉE 2021 TÉMOIGNE D'UN NIVEAU SATISFAISANT DE L'EXPLOITATION EN SÛRETÉ	4
1.2 L'IMPACT DE LA CRISE SANITAIRE SUR LA SÛRETÉ	5
02. LES ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS SYSTÈME (ESS)	6
03. L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET LA GESTION DE LA FRÉQUENCE	9
3.1 UNE GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE QUI S'AMÉLIORE MALGRÉ LES EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE QUI PERDURENT	9
3.2 UN RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN QUI RESTE SOUS SURVEILLANCE	10
04. DES RISQUES MAÎTRISÉS POUR LA SÛRETÉ	14
4.1 LA STABILITÉ DU RÉSEAU	14
4.2 LE RISQUE D'ÉCROULEMENT DE LA TENSION	15
4.3 LA GESTION DES FLUX SUR LE RÉSEAU	16
4.4 LA RÉALIMENTATION DU RÉSEAU À LA SUITE D'UNE COUPURE GÉNÉRALISÉE	19
05. LES DÉPASSEMENTS DE SEUILS DE TENSIONS HAUTES	20
06. DES OUTILS DE LA SÛRETÉ FIABLES ET DISPONIBLES	23
6.1 LES OUTILS DES SALLES DE CONDUITE	23
6.2 LE RÉSEAU DE TÉLÉCOMMUNICATION ET LE SYSTÈME D'INFORMATION	24
6.3 LE DISPOSITIF DE GESTION DE CRISE ORTEC	25
07. LA COORDINATION EUROPÉENNE	26
7.1 POURSUITE DE L'IMPLÉMENTATION DES CODES RÉSEAUX DU 3 ^e PAQUET ÉNERGIE EUROPÉEN	26
7.2 LE PAQUET ÉNERGIE PROPRE POUR TOUS LES EUROPÉENS	27
7.3 ÉVOLUTION DU STATUT DE CORESO ET MISE EN ŒUVRE DE LA COOPÉRATION AVEC LE RSC VOISIN	28
7.4 DES ÉVÉNEMENTS MAJEURS SURVENUS EN EUROPE EN 2021	28
08. AUDITS SÛRETÉ ET CONTRÔLE INTERNE	30
GLOSSAIRES	31

1.1 L'ANALYSE DES INDICATEURS CLÉS DE L'ANNÉE 2021 TÉMOIGNE D'UN NIVEAU SATISFAISANT DE L'EXPLOITATION EN SÛRETÉ

L'année 2021 marque un retour progressif aux conditions d'avant crise. **Les principaux indicateurs clés de la sûreté d'exploitation sont certes dans leur ensemble en amélioration par rapport à 2020 (année atypique marquée par le COVID)**, mais la vigilance de tous les acteurs de la sûreté en France et en Europe, dans le contexte d'un système de plus en plus ajusté et présentant une part toujours croissante d'énergie renouvelable, doit rester de mise.

On souligne plus spécifiquement en 2021 :

- **une baisse par rapport à 2020 du nombre d'Évènement Significatifs Système (ESS), indicateur mesurant la sûreté d'exploitation du système électrique**, sans toutefois revenir au niveau d'avant crise, avec un nombre toujours important de dépassements de limite de transit à la frontière espagnole et des tensions présentes sur l'équilibre offre-demande ;
- **un nombre de dépassements des seuils de tension haute qui a continué d'augmenter en 2021**, malgré le rebond observé sur la consommation d'électricité.

La tendance de fond reste celle d'un **système électrique de plus en plus ajusté avec une part croissante d'EnR qui ne participe pas encore aux flexibilités et services système**, et une **variabilité des flux**, accentuée encore cette année, **en direction et en intensité**.

La disponibilité du parc nucléaire, en légère progression par rapport à 2020, est toutefois l'objet de surveillance et de signaux d'alerte en termes de disponibilité en 2022 et sur les années suivantes.

En 2021, la disponibilité du parc nucléaire a été marquée par l'impact de la crise sanitaire sur les programmes de maintenance et par la détection d'un problème touchant certains paliers.

Cette situation, dans la continuité de 2020, rappelle **l'importance de la disponibilité et du maintien de la performance du parc de production pilotable, en attendant que les nouvelles technologies de production EnR apportent des services système équivalents**.

Face à ces risques, RTE réalise, **avec les parties prenantes** en France (CURTE, DGEC, CRE, gestionnaires de réseaux de distribution) ou au niveau européen dans le cadre de l'ENTSO-E, de nombreuses actions pour garantir un haut niveau de sûreté :

- l'accompagnement du développement **des flexibilités et modulations de la production à partir des énergies renouvelables**, pour contribuer à la gestion de l'équilibre offre-demande et à l'exploitation du réseau en sûreté (gestion des flux, services système fréquence et tension). Les mécanismes de marché et le cadre contractuel de l'accès au réseau doivent continuer à accompagner ce développement pour permettre de capter les **gisements de flexibilité et les offres de services des différents acteurs**, en coordination avec les gestionnaires de réseaux de distribution ;
- la participation de RTE **aux trois projets de création de plateformes européennes** de gestion des réserves. RTE s'est raccordé à la **plateforme de gestion de la réserve tertiaire (TERRE)** début décembre 2020 ;

- une **coopération accrue entre les gestionnaires de réseau de transport et les centres de coordination en Europe**, en s'appuyant sur la mise en œuvre des services prévus par les codes de réseaux européens et le paquet « Energie propre » ;
- l'**accroissement des capacités de transit aux frontières** ;
- la **poursuite du programme d'installation de moyens de compensation** de la tension et le lance-

ment d'actions pour développer la contribution de la production distribuée à la maîtrise des tensions ;

- la **préparation de l'hiver 2022/23 dans un contexte de faible disponibilité du parc nucléaire, de productibilité hydraulique minimale dans le Sud de l'Europe et d'incertitude sur l'impact de l'approvisionnement en gaz Russe sur l'équilibre offre-demande européen**.

1.2 L'IMPACT DE LA CRISE SANITAIRE SUR LA SÛRETÉ

L'année 2021 a continué d'être marquée par la crise sanitaire liée à la COVID-19 : le confinement mis en place fin 2020 à l'échelle nationale a été progressivement renforcé dans plusieurs départements, puis accompagné de mesures sanitaires renforcées sur l'ensemble du territoire métropolitain du 3 avril au 2 mai 2021.

Face à la poursuite de la pandémie de COVID-19 en 2021 et en tant qu'opérateur d'infrastructure vitale, RTE a prolongé la mise en œuvre de **son Plan de Continuité d'Activité (PCA)**, conçu pour répondre aux pandémies grippales. Une cellule nationale, volontairement distincte du circuit habituel de gestion de crise ORTEC, a continué de fonctionner en 2021 pour piloter la bonne mise en place du PCA. **Le PCA s'est adapté en continu à l'évolution de l'épidémie pour protéger la santé des salariés de RTE et de ses prestataires, tout en assurant la continuité de nos missions de service public.** En plus des mesures standard s'appliquant à l'ensemble des salariés (recours au télétravail, gestes barrières, évolution des modes opératoires), **des mesures complémentaires ont été prises pour les salariés exerçant une activité d'importance vitale** : séparation physique des salariés du dispatching, constitution de viviers de salariés en mesure d'assurer les missions vitales, partage des bonnes pratiques au sein d'ENTSO-E. Une étape du PCA conduisant au confinement sur site des salariés nécessaires à l'exploitation du réseau a été préparée, mais il n'a pas été nécessaire de l'activer.

La pandémie a continué d'avoir un **impact sur l'équilibre offre-demande** puisque le parc de production

est resté affecté par les conséquences de la crise sanitaire. La consommation s'est redressée sans toutefois revenir aux niveaux constatés avant crise et avec des dynamiques différentes selon les secteurs d'activité (augmentation de 1,7 % par rapport à 2020 en tenant compte des aléas climatiques et des effets calendaires à mettre en regard d'une baisse de 3,5 % en 2020 par rapport à 2019).

Dans ce contexte, **la difficulté à prévoir les évolutions de la consommation** a persisté en 2021, avec 22 écarts significatifs de prévision contre 25 en 2020 et une moyenne de 10 entre 2016 et 2019.



02.

Les Événements Significatifs Système (ESS)

LES ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS SYSTÈME – LA GRILLE ESS

RTE mesure chaque année la sûreté d'exploitation du système par la capitalisation des Événements Significatifs Système (ESS). Ils sont classés selon une échelle de gravité allant de 0 et A à F. Ces événements reflètent la survenue d'incidents dont les origines peuvent être multiples. La classification de RTE, bien que plus différenciée, est compatible avec l'échelle de gravité ICS (Incident Classification Scale) à quatre niveaux d'ENTSO-E. Le suivi des ESS sur plusieurs années permet de détecter les signaux faibles, et de mesurer dans la durée l'efficacité de l'ensemble des actions entreprises pour améliorer la sûreté d'exploitation.

Les événements classés de A à F sont considérés comme ayant un impact avéré sur la sûreté : gra-

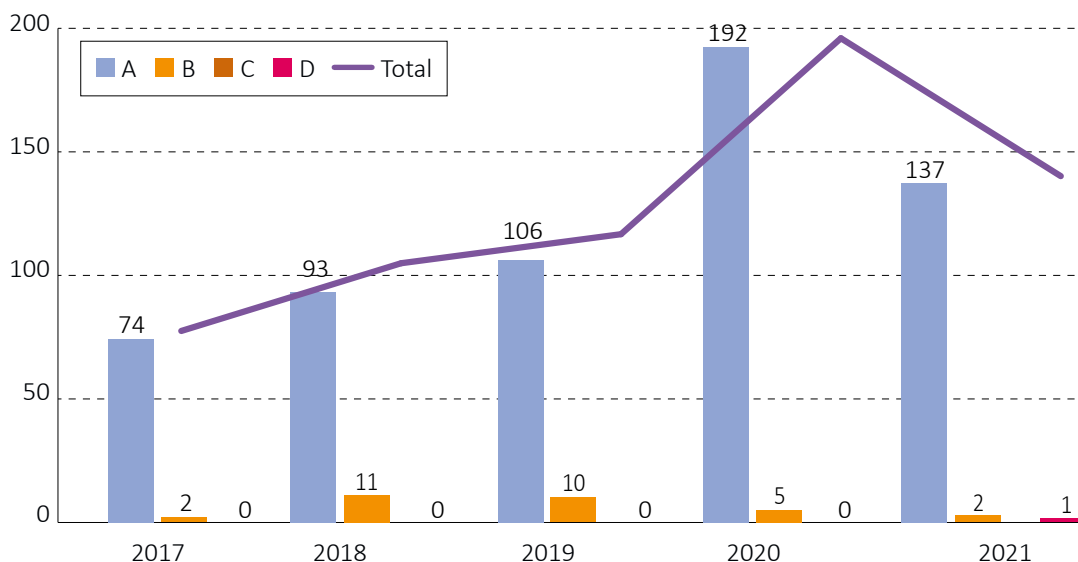
duellement de A (incident localisé, unitaire et maîtrisé) à F (incident généralisé). Les événements classés au niveau 0 sont considérés comme sans impact direct avéré sur la sûreté (signaux faibles) et font l'objet d'analyses de tendance.

Lors de la survenue d'un **ESS A ou B, la sûreté du système électrique n'est pas remise en cause de façon significative et reste maîtrisée** (grille ESS allant de A à F par ordre croissant de gravité pour la sûreté).

La grille de classement des ESS comporte 5 rubriques : Exploitation, Réseau, Moyens de conduite, Production, et Distribution.

Avec 137 événements classés A, 2 classés B, et 1 classé D, l'année 2021 marque une baisse du nombre d'Événements Significatifs Système (ESS) par rapport à 2020.

Évolution des ESS de gravité ≥ A





Le nombre d'ESS est toujours supérieur à la moyenne 2017-2019 pour les ESS A, mais il est en baisse sensible pour les ESS de niveau supérieur, à plus fort impact pour la sûreté du système électrique (passant de 11 en 2018 à 3 en 2021), malgré un ESS D lié à l'incident du 24 juillet 2021 (séparation de la péninsule ibérique du reste du continent européen).

La tendance globale à la hausse des ESS A depuis 2017 trouve son origine dans **un système électrique de plus en plus ajusté, accompagnant la transformation du mix énergétique, accentuée l'an dernier et cette année par le contexte de crise sanitaire, avec :**

- un parc de production qui apporte moins d'opportunités en termes de flexibilités et de services système que par le passé. Ce parc comprend une part croissante d'EnR pour lesquelles RTE ne dispose pas d'un niveau de fiabilité suffisant en terme de prévision de production pour l'équilibrage d'une part et ne participant pas encore aux flexibilités et services système d'autre part. De plus, on constate une baisse marquée de la disponibilité des tranches nucléaires du parc depuis 2020, liée au contexte sanitaire et à ses conséquences, ainsi qu'à la détection en 2021 d'un problème générique touchant certains paliers ;
- **la variabilité des flux en direction et en intensité.**
Le nombre d'ESS concernant le dépassement temporaire des flux admissibles sur les ouvrages de RTE est passé de 0 en 2015 à 42 en 2021 (33 en 2020). On note également cette année, 3 ESS liés à des difficultés de maîtrise du cadre de référence en transit en cas de déclenchement de lignes du réseau interne de RTE, lors de situations de forts échanges internationaux.

On retiendra plus spécifiquement pour 2021, par rapport à 2020 :

- **une baisse significative du nombre d'ESS B** (plus impactant en termes de sûreté que les ESS A), passant de 5 à 2 ;
- **la survenue d'un ESS D** suite au déclenchement de deux liaisons 400 kV proches de la frontière espagnole du fait d'un incendie sous ces lignes. L'absence d'information de la présence de cet incendie a empêché la mise en œuvre de mesures préventives conservatoires. Ces déclenchements ont conduit à la perte de l'ensemble des liaisons d'interconnexion entre la France et l'Espagne par cascade de surcharges et par rupture de synchronisme. Cet événement hors dimensionnement, qui a fait l'objet d'un REX européen approfondi, a montré l'efficacité du plan de défense et de la coordination entre les GRT français et espagnol, permettant la resynchronisation rapide des deux réseaux en une trentaine de minutes ;
- une baisse du nombre d'ESS liés à **la gestion de l'équilibre offre-demande**, du fait en partie d'une **disponibilité du parc de production nucléaire** un peu supérieure à 2020, bien qu'à partir de l'automne la détection d'une anomalie supposée générique sur le palier 1500MW a conduit à l'arrêt de plusieurs centrales.

Ainsi, le nombre de situations tendues sur l'équilibre offre-demande est passé de 48 ESS A en 2020 à 19 ESS A en 2021 :

- une meilleure **disponibilité des centrales de production dans l'ouest de la France pendant l'hiver, conduisant à l'absence d'ESS enregistrés pour dégradation du plan de tension (contre 17 en 2020) ;**
- **des démarrages ponctuels et maîtrisés de protections de surcharge** sur le réseau intérieur et sur la frontière France Espagne ; ces événements sont en partie liés aux variations rapides et profondes des flux, lors des modifications des programmes d'échanges aux frontières et du plan de production.

LA SÛRETÉ DU FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

L'énergie électrique ne se stocke pas aujourd'hui à grande échelle et les capacités de transport des ouvrages électriques ne sont pas infinies.

Garantir la sûreté, c'est assurer 24h/24 l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, ainsi que l'acheminement des flux d'électricité des centres de production vers les centres de consommation. Cela revient à maîtriser les évolutions et les réactions du système électrique face aux différents aléas (courts-circuits, évolution imprévue de la consommation ou de la production, indisponibilités fortuites d'ouvrages de production ou de transport...). Il s'agit aussi de réduire autant que possible le risque de coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à de vastes zones.

La genèse d'un incident de grande ampleur est toujours caractérisée par quatre grands phénomènes qui, indépendamment de leurs causes initiales, se succèdent ou se conjuguent tout au long de l'incident.

Ces phénomènes sont :

Surcharges en cascade

- En cas de dépassements sur une (ou des) liaison(s), consécutifs à des incidents multiples ou hors dimensionnement :
 - liaisons mise hors tension automatiquement
 - report du transit sur les autres liaisons
 - risques de nouvelles surcharges... (cascade de surcharges)
- La mise en œuvre par RTE à chaque instant d'une doctrine de maîtrise des risques en transits assure qu'une telle cascade ne puisse se produire suite à un aléa simple.

L'écroulement de tension

- En cas d'avarie multiples, en particulier sur la production ou les moyens de réglage de la tension, la tension peut chuter et la chute peut se propager.
- La mise en œuvre par RTE à chaque instant d'une doctrine de maîtrise des risques en tension assure qu'un tel écroulement ne puisse se produire suite à un aléa simple.
- RTE a par ailleurs équipé le réseau d'automatismes permettant par des actions de délestage ciblées d'enrayer une éventuelle chute de tension dans le cas d'un plan de production et de consommation défavorable, en cas d'aléa sur plusieurs groupes de production.

La variation importante de fréquence

- En cas d'aléas multiples sur la production, dépassant les marges de réglage de la fréquence, il peut exister un risque de chute ou de hausse globale de la fréquence. Dans des cas d'aléas de grande ampleur, cette chute peut mener au délestage.
- La mise en œuvre d'un volume de réserves primaire et secondaire permettant le contrôle puis le rétablissement de la fréquence en cas d'aléas sur le plus gros groupe couplé en Europe permet à RTE et aux GRT de l'Europe synchrone de prévenir une telle situation.
- Dans le cas d'incidents hors dimensionnement, le plan de défense (avec le délestage fréquence-métrique) permet d'enrayer une éventuelle chute de fréquence importante.

La rupture de synchronisme

- En cas de court-circuit près d'un groupe de production, il existe un risque d'accélération du groupe concerné.
- Les études de stabilités réalisées par RTE dans les différentes configurations d'exploitation permettent de prévenir ces modifications localisées de fréquence.
- En cas de rupture de synchronisme qui pourrait résulter d'incidents hors dimensionnement, éventuellement couplés à des problèmes techniques sur les groupes de production, RTE maintient en fonctionnement les protections de débouclage à rupture de synchronisme. Celles-ci permettent de limiter la propagation d'une éventuelle perte de synchronisme à d'autres parties du réseau.

La sûreté du système se définit comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du système (plages normales en fréquence, tension, intensité, puissance de court-circuit) en situation nominale et en cas d'aléa, selon le respect des règles de la maîtrise des risques ;
- limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

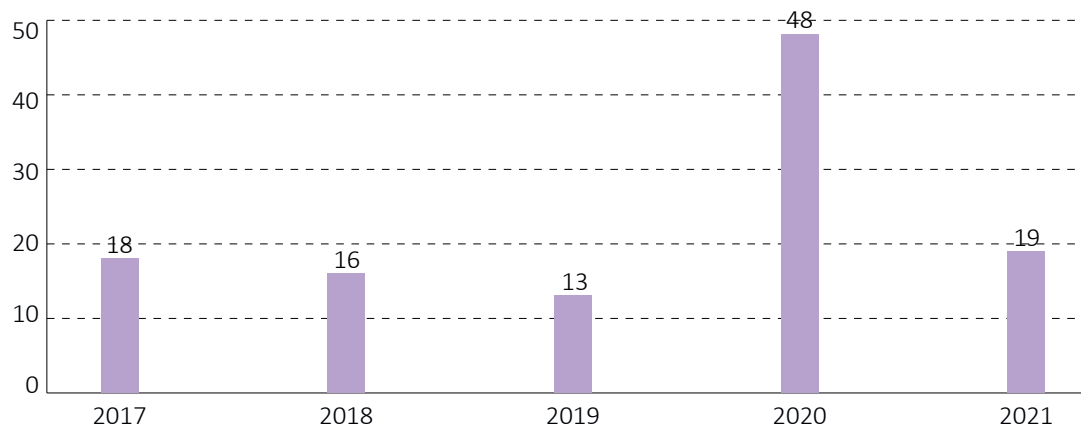
03.

L'équilibre offre-demande et la gestion de la fréquence

3.1 UNE GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE QUI S'AMÉLIORE MALGRÉ LES EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE QUI PERDURENT

L'année 2021 comptabilise 19 situations où un **message d'alerte pour déficit de marge à la hausse prévisionnel** qui ne peut pas être reconstitué à l'échéance du temps réel a dû être envoyé aux acteurs.

ESS A pour insuffisance de marge EOD à la hausse



Ce chiffre est en forte baisse par rapport à 2020 et retrouve son étiage des années précédentes.

Les situations tendues sur le plan de l'équilibre offre-demande se sont concentrées principalement en début et fin d'année 2021.

L'hiver 2020/2021 a été rigoureux et long et le parc de production est resté affecté par les conséquences de la crise sanitaire sur les différentes maintenances nécessaires mais également par des mouvements sociaux. Dans ce contexte, le premier signal rouge Ecowatt national a été émis le jeudi 7 janvier 2021.

Même si en moyenne sur l'année, le parc nucléaire a affiché une capacité disponible supplémentaire de près de 2,5 GW par rapport à l'année précédente, il a connu une faible disponibilité en fin d'année 2021,

accentuée par les arrêts des réacteurs de Chooz et Civaux. Ces arrêts exceptionnels, conjugués au planning de maintenance dense et bouleversé par les effets de la crise sanitaire, ont conduit à atteindre une disponibilité historiquement basse en fin d'année, voire en deçà des niveaux observés fin 2020.

Par ailleurs, le rebond de la production par rapport à l'année 2020 reste en recul de 15 TWh par rapport à 2019.

Le volume d'effacements activés en 2021 représente près de 20 GWh, soit près de deux fois plus qu'en 2020. Il est à son plus haut niveau depuis 2018. Les effacements se concentrent sur le mois de janvier 2021 lorsque les fortes tensions sur le système électrique, induites par la faible disponibilité des moyens de production, ont rendu

le coût de leur activation économiquement intéressant.

L'appel en temps réel aux moyens d'effacement reste toutefois restreint en raison de la politique de prix des acteurs et des conditions d'utilisation des offres, qui ne sont pas adaptées à la réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE au titre de la mise en œuvre du cadre européen.

Concernant les **déficits de marge à la baisse**, le nombre de situations tendues est stable par rapport à 2020. On estime toutefois que les périodes pour les-

quelles le requis en marge 15 minutes à la baisse n'est pas atteint sont fréquentes. Ces situations ne font pas l'objet d'envois de messages.

Ces déficits sont localisés principalement au printemps et en été ; comme l'année précédente, **ils s'expliquent par le manque croissant de moyens pilotables et flexibles, avec notamment une part croissante des EnR ne participant pas encore au mécanisme d'ajustement.**

Comme en 2020, cet état est cohérent avec l'analyse du Bilan Prévisionnel, qui dessine un système électrique équilibré et ajusté, présentant des marges plus faibles que par le passé.

3.2 UN RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN QUI RESTE SOUS SURVEILLANCE

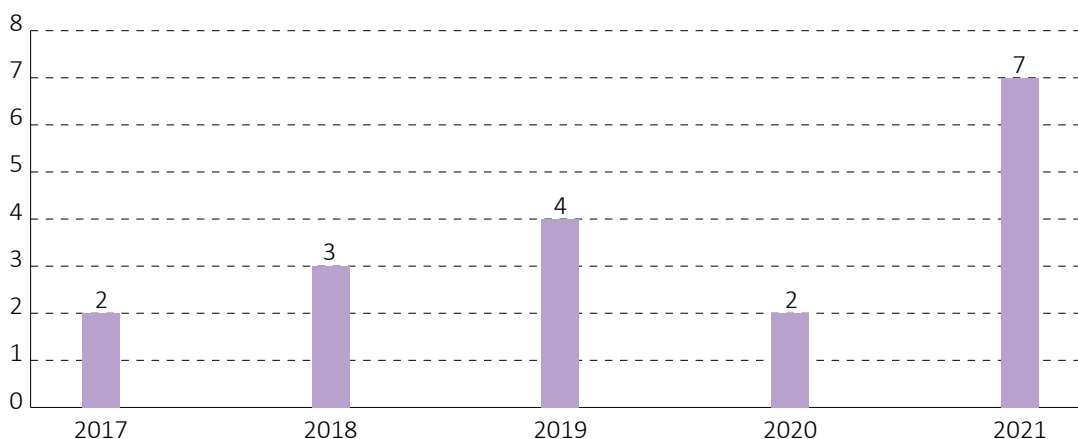
Les mesures de vigilance prises par l'ensemble des GRT au niveau européen, auxquelles RTE contribue activement, ont eu un impact positif sur le nombre d'écarts rencontrés à partir de 2019, mais on observe à nouveau une dégradation en 2021, signe que la vigilance reste de mise et que les GRT européens ne doivent pas relâcher leurs efforts.

En effet, avec 7 écarts de fréquence profonds et durables en 2021, **le réglage de la fréquence euro-**

péenne se dégrade par rapport à 2020 (41 écarts de fréquence). Les écarts à la baisse (à savoir lorsque la production est inférieure à la consommation et entraîne la fréquence sous 50 Hz) sont majoritaires. La France a été contributrice, à des degrés divers, pour 65 des 78 écarts constatés en 2021.

En particulier, les écarts de fréquence importants sont en augmentation en 2021 par rapport aux années précédentes : **7 ESS A ont été déclarés en 2021.**

ESS A : écarts de fréquence



Sur ces 7 ESS, le réglage français a été contributeur à des degrés divers. Cela est en partie lié à des variations importantes des hypothèses de consommation et de production, ainsi qu'à la capacité limitée des groupes de production du système électrique français à être ajustés lors des variations de programmes de production à heures rondes.

Ce phénomène **d'écarts de fréquence déterministes aux heures rondes**, caractérisé par des variations de fréquence de plus de 100 mHz sur de courtes durées au moment de la modification des programmes de production synchronisés au pas horaire en Europe, est toujours présent (185 écarts de plus de 100 mHz cette année contre 174 en 2020).

En 2021 (comme les années précédentes), la France respecte les deux critères, issus des codes de réseaux européens, qui définissent la qualité de réglage de chaque bloc de réglage de la zone synchrone. Basés sur l'écart de réglage calculé sur une moyenne glissante 15 minutes, ils ne doivent pas être supérieurs à un certain seuil de puissance plus de 5 ou 30 % du temps en moyenne annuelle.

Année	2019	2020	2021
Seuil de niveau 1 (<30 %)	11%	9%	9,2%
Seuil de niveau 2 (<5 %)	3,6%	3,0%	3,4%

Même si le respect des indicateurs sur l'année 2021 est assuré, le manque de flexibilité sur le mécanisme d'ajustement pour assurer l'équilibrage, ainsi que des incertitudes sur les volumes de production renouvelable, ont entraîné une dégradation de la qualité du réglage français en avril et mai.

Le cadre contractuel régissant les **groupes de production sous le régime de complément de rémunération** (autour de 6 GW installés à fin 2021 en majorité EnR) incite les producteurs concernés à s'arrêter quand le prix de marché en J-1 est négatif, révélant un trop-plein de production dans le système électrique. En obéissant au même signal, les **arrêts synchronisés de ces volumes de production** ont été observés à plusieurs reprises en 2021. Une vigilance particulière s'impose dorénavant lors de chaque épisode de prix de marché négatifs : les volumes concernés sont d'environ 1500 MW, soit l'ordre de grandeur de la plus puissante tranche nucléaire française. **Des travaux ont été lancés afin de prendre en compte de manière plus précise ce phénomène dans les modèles de prévisions de production EnR à horizon 2023.**

Ces événements rappellent encore l'enjeu de la programmation, de la prévisibilité, de l'observabilité et enfin de la pilotabilité des EnR et de leur participation à l'équilibre offre-demande. Un GT de sensibilisation de la filière EnR a eu lieu à l'automne 2021 et des échanges bilatéraux avec des acteurs ont permis d'expliquer le besoin de RTE et de mieux comprendre les freins à leur participation au mécanisme d'ajustement. L'émergence d'offres avec des délais et des périodes d'activation courts seraient en effet un levier efficace pour atténuer les écarts de fréquence déterministes. Qui plus est, en

cas d'inversion de la tendance, l'absence de palier technique dans cette filière permet de lever très rapidement l'ordre de limitation et ainsi de retrouver très rapidement de la puissance disponible sans avoir à démarrer d'autres moyens de production.

Le système électrique français enregistre également depuis quelques années des déficits fréquents sur les réserves automatiques de fréquence. Bien que la programmation par les acteurs responsables des réserves secondaires soit en moyenne supérieure aux volumes contractualisés, les situations déficitaires représentent 21 % du temps en 2021, contre 19 % du temps en 2020, et 8 % en 2018.

Par ailleurs, **la durée globale annuelle du déficit en réserve primaire reste stable** (7 jours de défaillance en cumulé contre 6 jours en 2020).

Vis-à-vis de la sûreté du système électrique, on constate que ces déficits de programmation diminuent à l'approche du temps réel, grâce aux actions de reconstitution prises par RTE, mais doivent rester un point de vigilance pour le réglage de la fréquence.

Il reste globalement difficile **de reconstituer en temps réel les réserves requises, par le mécanisme d'ajustement, du fait de la diminution du gisement disponible**. Cette difficulté est accentuée lorsque des groupes fournissant des services système sont arrêtés dans le cadre d'ajustements à la baisse pour l'équilibre offre-demande. C'est notamment le cas de l'hydraulique.

Pour faire face à ces difficultés, des actions et réflexions ont été engagées par RTE avec les parties prenantes en France (CURTE, CRE, etc.) ou au niveau européen (allant au-delà des procédures d'appuis mutuels déjà existantes avec les GRT de l'Union Européenne, de la Suisse et de la Grande-Bretagne) :

- la **montée en puissance en 2021 de la certification au réglage primaire de fréquence des unités de stockage (batteries) et des agrégats diffus** : 177 MW de batteries certifiées en réglage primaire à fin 2021 (soit plus du tiers du volume requis pour le réglage primaire) ;
- la poursuite des travaux en 2021 pour l'intégration des nouvelles flexibilités **dans le mécanisme d'ajustement**. Depuis la mise en place du mécanisme de complément de rémunération pour les producteurs EnR, ceux-ci peuvent participer au mécanisme d'ajustement; **depuis août 2021, des premières offres à la baisse sont proposées par des parcs EnR** sous compléments de rémunération, et ont donné lieu à des activations, pour des volumes encore très limités ;

- la mise en place au 1^{er} janvier 2021, sur décision conjointe et volontariste des GRT européens, d'un suivi renforcé de la contribution de chaque GRT au réglage de la fréquence lors des variations des échanges transfrontaliers aux heures rondes, par le biais d'indicateurs pouvant déclencher des demandes de plans d'actions en cas de dépassement de seuils prédéfinis ; RTE est particulièrement attentif au respect de ces indicateurs et a fait évoluer sa stratégie d'anticipation des périodes de fortes variations des échanges ;
- une évolution de la méthode de dimensionnement de la réserve secondaire, intégrant les préconisations des codes de réseaux européens, qui est effective depuis début novembre 2021. Ce dimensionnement est dorénavant déterminé en prenant en compte les écarts de réglage historiques constatés. Le besoin en réserve est maintenant différencié à la hausse et à la baisse, en lien avec la capacité de fourniture dissymétrique de certaines entités de réserve ;
- la mise en place d'un nouvel outil de calcul automatique des marges au cours de l'été 2021, qui permet dorénavant un calcul plus précis des marges disponibles et de maximiser (avec un modèle moins conservatif sur le volume de moyens activables) le volume d'offres disponibles sur un pas de temps 15 minutes, et non plus uniquement sur les pointes et creux de consommation ;
- la publication depuis l'été 2021 en temps réel sur le site client RTE des marges à échéance et du déséquilibre prévisionnel du système électrique sur les prochaines heures, offrant ainsi une vision synthétique de la tension prévisionnelle sur l'équilibrage du système électrique ;
- l'évolution de la méthode de calcul de participation des EnR à l'équilibre offre-demande en intégrant les prévisions en lieu et place des programmes déclarés par les acteurs, ce qui permet de gagner en précision et accroît les volumes pris en compte.

La mise en œuvre du code européen Electricity Balancing permet également à RTE de bénéficier, à l'échelle européenne, de moyens supplémentaires de flexibilité sur le mécanisme d'ajustement.

Ce code vise à mettre en place des mutualisations des réserves, ainsi que des mécanismes transfrontaliers d'activation automatique et d'ajustement en temps réel pour assurer l'équilibre offre-demande.

En particulier, RTE participe aux trois projets de création de plateformes européennes que sont « TERRE » (Trans European Replacement Reserve Exchange) pour gérer la réserve tertiaire (30'), « MARI » (Manually Activated Reserves Initiative) pour gérer la réserve rapide (15'), et « PICASSO » (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation) pour gérer la réserve secondaire. RTE s'est raccordé à la plateforme TERRE début décembre 2020.

La participation de RTE aux différents guichets journaliers de TERRE a augmenté progressivement tout au long de l'année 2021, période d'exploitation sous contrôle. Les volumes activés sur la plate-forme TERRE ont augmenté à partir du second semestre, tout en restant encore très minoritaires. Ils représentent en moyenne 5 % du volume d'équilibrage sur l'ensemble de l'année 2021, mais environ 20 à 30 % sur les deux derniers mois. Le reste des ajustements se fait encore à partir d'offres sur le mécanisme d'ajustement français. La connexion aux autres plateformes européennes PICASSO et MARI (respectivement en 2023 et 2024) contribuera à augmenter la part des offres comme le demande le code Electricity Balancing.

Par ailleurs, RTE a engagé la préparation de l'hiver 2022/23 dans un contexte de faible disponibilité du parc nucléaire, de productibilité hydraulique minimale dans le Sud de l'Europe (Portugal, Espagne, Italie) et d'incertitude sur l'impact de l'approvisionnement en gaz Russe sur l'équilibre offre-demande européen.



LES MARGES ET LEUR RECONSTITUTION

Pour garantir à tout moment l'équilibre offre-demande du système électrique et régler la fréquence, RTE dispose des leviers suivants :

- les **réserves automatiques primaire et secondaire principalement fournies par les groupes de production pilotables** (aussi appelés services système fréquence) pour réagir en premier lieu aux aléas de production ou consommation survenant sur le réseau ;
- la **réserve tertiaire** dont le but est de rétablir, en profondeur et en durée, l'équilibre offre-demande, ainsi que de reconstituer les services système lorsque ceux-ci ont été consommés lors de l'aléa.

Pour ces diverses réserves, sont calculées des **marges d'exploitation**, à la hausse et à la baisse. Leur niveau (et donc **les offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement permettant d'y répondre**) doit respecter des minimas requis, qui sont fonction de l'échéance :

- la **marge rapide** est dimensionnée pour faire face à tout instant, et en moins de 15 minutes, à la perte du plus gros groupe couplé sur le réseau (marge à la hausse), ou à la perte du soutirage le plus important ou d'un export sur une liaison à courant continu (marge à la baisse) ;
- la **marge à échéance**, quant à elle, vise à couvrir les aléas pouvant se produire dans les heures à venir : écart sur la prévision de consommation, aléa technique, erreur de prévision sur la production éolienne et photovoltaïque...

Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, RTE émet un message (en J-1), un mode dégradé (en

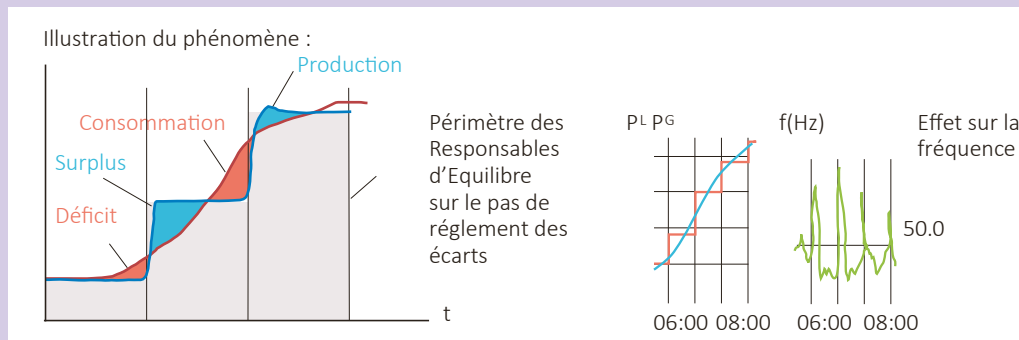
temps réel) puis, le cas échéant, un message de sauvegarde (en temps réel également).

Autant l'activation de moyens à la hausse permet de renforcer le niveau de services système présents (en démarrant des groupes de production), autant les activations à la baisse peuvent dégrader ce niveau en entraînant l'arrêt des groupes qui participaient aux services système.

Les écarts de fréquence aux heures rondes

Les écarts de fréquence **aux heures rondes** apparaissent lors des modifications des programmes de production et d'échanges transfrontaliers, aux heures rondes. Ces échanges sont le reflet des transactions de produits de marché entre les acteurs du marché de l'électricité européen.

À heure ronde donc, la production de certains groupes européens évolue de manière très rapide et se décorrèle (momentanément) de la demande (consommation + échanges) qui, elle, est continue. L'équilibre entre offre et demande est donc affecté pendant quelques secondes ou minutes : la fréquence varie fortement, le temps que les mécanismes de régulation automatiques agissent (entraînant la consommation de tout ou partie des réserves primaire et secondaire). Si, un événement impactant l'équilibre entre l'offre et la demande (comme la perte d'un groupe de production) intervient au même moment, la variation de fréquence peut alors être accentuée, et aller dans certains cas jusqu'à entraîner la mise en route du dispositif d'interruptibilité français, voire du délestage fréquence-métrique dans les situations les plus graves.



Lorsque la consommation augmente, la fréquence baisse lentement juste avant l'heure ronde, reflet du déficit de puissance et augmente rapidement juste après, consécutivement au démarrage de groupes rapides, hydrauliques par exemple.

04.

Des risques maîtrisés pour la sûreté

4.1 LA STABILITÉ DU RÉSEAU

LES PERTES DE STABILITÉ PAR RUPTURE DE SYNCHRONISME

Le 24 juillet, un incendie dans l'Aude a provoqué le déclenchement de deux liaisons 400 kV proches de la frontière espagnole, alors que la présence de cet incendie sous les ouvrages n'avait pas été portée à la connaissance des équipes opérationnelles, empêchant ainsi la mise en œuvre de mesures préventives conservatoires. Cela a conduit par effet de cascade à la perte des liaisons d'interconnexion entre la France et l'Espagne.

Du fait du dépassement des puissances maximales transmissibles, **8 liaisons 400, 225 et 63 kV ont déclenché, par fonctionnement des protections à rupture de synchronisme (DRS) conformément à l'attendu.**

LA PERFORMANCE DU PLAN DE PROTECTION

La rapidité d'élimination des défauts sur les ouvrages concourt à la stabilité du réseau.

En 400 kV, en 2021, 98 % des 373 défauts ont été éliminés conformément aux attentes (ce taux est compris entre 96 et 98 % depuis 2015). 82 % des défauts sont monophasés.

Les bons résultats sur le réseau 225 kV à fort enjeu pour la stabilité du réseau, contribuent également à ce haut niveau de sûreté : 96 % des défauts y sont éliminés en moins de 200 ms.

Les protections **différentielles de barres** jouent un rôle majeur dans l'élimination rapide et sélective des défauts se produisant dans les postes électriques (rars mais à haut risque pour la sûreté). **Le taux de disponibilité s'élève cette année à 99,93 %** (ce taux est supérieur à 99,2 % depuis 2015).

LES OSCILLATIONS DE FRÉQUENCES INTERZONES

Une oscillation de fréquences interzones sur le réseau européen s'est produite le 11 octobre 2021 durant 4 heures, avec jusqu'à 600 MW d'oscillations de puissance active sur une ligne 400 kV entre la France et l'Espagne.

La surveillance de l'amortissement des oscillations à la frontière France-Espagne a montré que celui-ci pouvait être faible sur de longues périodes, ce qui a conduit à mettre en place une procédure de modification du mode de pilotage de la liaison à courant continu France-Espagne de manière préventive.

La mise en service d'un outil de détection des oscillations interzones est prévue pour l'été 2022. Cet outil permettra de détecter en temps réel ces oscillations et d'indiquer aux dispatchers les bonnes actions à réaliser pour les amortir.

LA RUPTURE DE SYNCHRONISME (OSCILLATIONS LOCALES DE FRÉQUENCE)

En fonctionnement nominal, les alternateurs des centrales de production interconnectées en Europe fonctionnent à la même fréquence, autour de 50 Hz : on parle de fonctionnement synchrone du réseau électrique, le réseau étant le « lien synchronisant » entre les machines électriques.

Cet équilibre peut être rompu lors de courts-circuits ; ces derniers induisent une accélération de la vitesse de rotation des alternateurs. Si le court-circuit n'est pas éliminé assez rapidement, ou si le groupe n'était pas dans un état initial suffisamment stable, les alternateurs peuvent ne pas réussir à se recaler sur la fréquence du réseau général : il y a alors rupture de synchronisme. Si le phénomène se prolonge, il se propage aux autres groupes. Pour éviter cette propagation, les protections contre les ruptures de synchronisme entrent

en action en découpant le réseau suivant des zones prédéfinies, de manière à isoler la zone affectée.

Pour garantir la stabilité des groupes interconnectés, RTE réalise des études spécifiques à diverses échéances, et entreprend les actions préventives nécessaires :

- détermination et respect des temps d'élimination maximum des courts-circuits ;
- limitation du domaine de fonctionnement des groupes en termes de puissance active et réactive, pour leur garantir une plus grande stabilité initiale ;
- adaptation des schémas d'exploitation et optimisation de placements de retraits d'ouvrages ;
- Contrôle de la performance des régulations des groupes de production et des systèmes de protection.

LES OSCILLATIONS INTERZONES DE FRÉQUENCE

Les oscillations interzones sont des phénomènes électromécaniques complexes entre plusieurs parties du système électrique européen, qui oscillent en mode de basse fréquence autour de 200 mHz en opposition de phase et engendrent des oscilla-

tions de puissance active, en particulier sur les lignes d'interconnexion. Elles font peser des risques réels sur la sûreté en Europe, si elles se rapprochent de fréquences consistant en des modes propres du système électrique européen.

4.2 LE RISQUE D'ÉCROULEMENT DE LA TENSION

UNE GESTION DES TENSIONS BASSES DURANT L'HIVER 2021/2022 SANS DIFFICULTÉ MAJEURE

Aucun ordre de sauvegarde pour tensions basses n'a été envoyé sur l'année 2021 (contre 17 en 2020 et 15 en 2019). Le seuil d'armement des Automates de Défense Ouest et Nord (ADO et ADN) n'a jamais été atteint.

La meilleure disponibilité des groupes de production dans l'ouest et le nord-ouest de la France durant l'hiver explique en grande partie l'amélioration constatée en 2021.

LE RISQUE D'ÉCROULEMENT DE TENSION

La tension du réseau est réglée à partir de multiples sources de puissance réactive (groupes de production, condensateurs, réactances, CSPR...) réparties sur le réseau.

Pour une zone donnée, les sources de puissance réactive peuvent ne plus être suffisantes pour satisfaire les besoins à la suite, par exemple, de la perte d'ouvrages de transport ou de groupes de production.

L'importation de la puissance manquante à partir des zones voisines provoque des chutes de tension importantes sur le réseau. Des régulateurs en charge automatiques, installés au niveau des transformateurs des réseaux alimentant la clientèle, permettent de compenser ces chutes de tension. Ceci a cependant pour conséquences d'augmenter l'appel de courant

et donc d'abaisser encore un peu plus la tension de la zone.

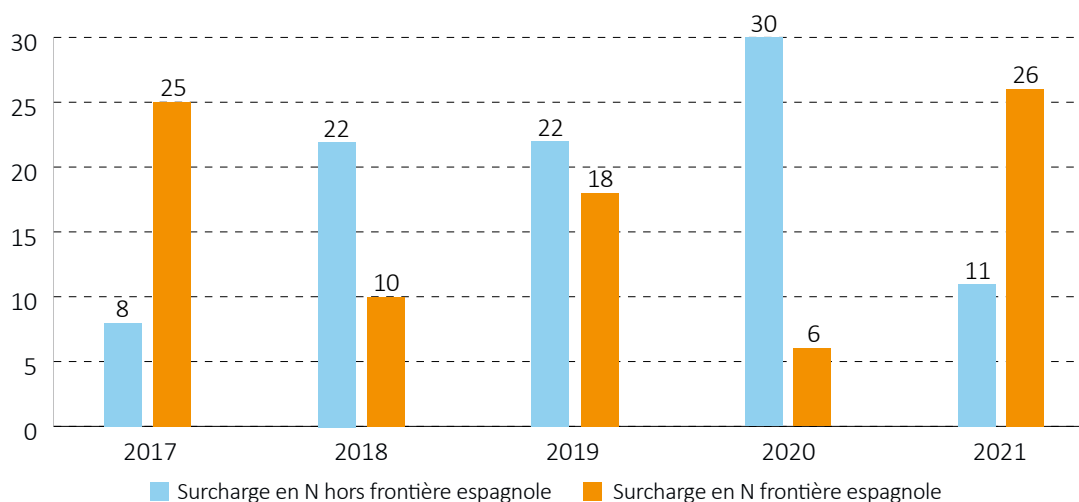
En deçà d'un certain niveau bas de tension appelé tension critique, on se heurte à la limite de puissance transmissible. Ce qui conduit à l'effondrement du réseau, si aucune mesure n'est prise.

RTE a donc installé sur le réseau dans le cadre du Plan de Défense en Tension de deux automates, ADO et ADN qui permettent de se prémunir du risque d'effondrement de tension. En cas d'incident sur le réseau résultant en une chute importante de la tension, ces automates activent un volume de délestage de consommation localisé et juste nécessaire pour éviter une extension non maîtrisée de l'effondrement de réseau, évitant ainsi un volume beaucoup plus important de consommation coupée.

4.3 LA GESTION DES FLUX SUR LE RÉSEAU

Sur les cinq dernières années, hors régime d'incident, le nombre de démarrages ponctuels de protection de surcharge en 225 et 400 kV reste globalement stable. Ces dépassements d'intensité ont toujours été traités dans les délais impartis et n'ont pas engagé la sûreté du système électrique.

Dépassements d'IST hors régime d'incident



La **frontière espagnole (interconnexion et réseau amont)** représente une part importante des dépassements de limite de transit, représentant même la majorité des dépassements en 2017 et 2021.

Les échanges entre la France et l'Espagne ayant plus que doublés depuis 2015, la charge des ouvrages de la zone s'est rapprochée des limites d'exploitation et le nombre de démarrages de protection de surcharge a augmenté.

Une meilleure prise en compte des variations des programmes d'échanges transfrontaliers et la capacité à anticiper la répartition est-ouest de ceux-ci, avait permis de réduire efficacement les dépassements. En 2021, deux facteurs ont conduit à une **nouvelle hausse des dépassements à la frontière avec l'Espagne** :

- l'indisponibilité d'un ouvrage proche de la frontière ;
- **l'incertitude plus importante sur les flux, dès lors que la péninsule ibérique est en écart de réglage offre-demande, du fait de la montée en puissance des dispositifs de mutualisation des réserves d'équilibrage européennes.**

Dans ce cadre, assurer un haut niveau de capacité d'échange sur la frontière espagnole conduit à accepter des dépassements maîtrisés de transit.

Hors frontière espagnole, le nombre de dépassements des limites en transit des ouvrages est en baisse. Pour autant, **la capacité à respecter les limites de transit (hors régime d'incident) est impactée par les flux inter-régions importants liés aux échanges aux frontières et aux modifications des plans de production.**

Ainsi en 2021, trois situations ont mis en évidence, lors de situations de forts échanges internationaux, des difficultés de respect du cadre de référence de RTE (maîtrise des flux en cas de déclenchement de lignes).

Ces événements ont conduit à la déclaration d'ESS de niveau supérieur à A (contre aucun ESS de ce type jusqu'à présent).

Des actions ont été mises en œuvre pour limiter les dépassements des limites de transit, comme l'anticipation des seuils d'action et le renforcement de la **coordination entre les centres d'exploitation.**

Un **nouvel outil permettant la supervision et l'anticipation des contraintes** a été déployé en 2021. D'autres travaux de R&D sont également en cours sur les prévisions et la gestion de la topologie du réseau.

Les travaux engagés pour réduire les incertitudes concernant la qualité des données d'études échangées avec les GRT espagnols et portugais se poursuivront en 2022.

Un projet de remplacement des conducteurs est en cours sur la frontière France-Espagne. À court terme (2022 et 2023), l'exploitation de cette zone sera sensible car ces travaux vont nécessiter des indisponibilités d'ouvrages, ce qui augmentera les niveaux de charge des ouvrages et les coefficients de report sur les liaisons disponibles.

LES SURCHARGES EN CASCADE

Le maintien d'intensités trop élevées dans une liaison conduit à des échauffements qui peuvent, s'ils ne sont pas maîtrisés :

- endommager les constituants de la liaison, allant jusqu'à potentiellement la rupture de conducteur ;
- créer des risques pour les personnes et les biens en provoquant la dilatation et l'allongement des câbles, qui se rapprochent alors du sol au-delà des distances de sécurité entre la ligne et son environnement.

On définit donc pour chaque ouvrage des valeurs maximales :

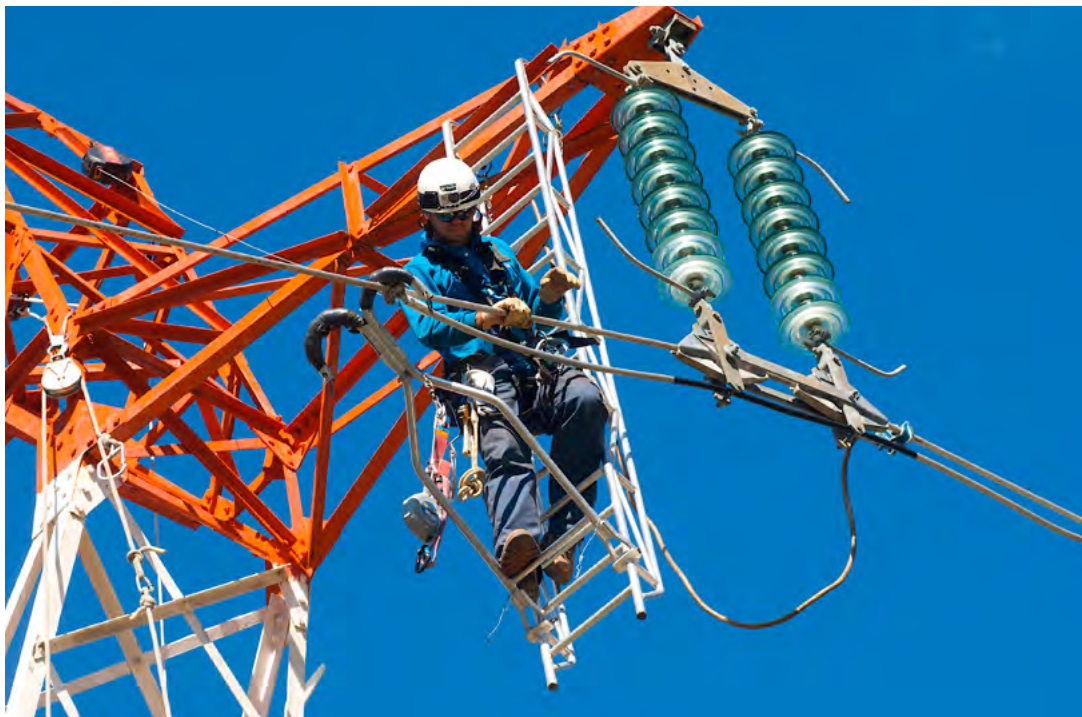
- une intensité de secours temporaire (IST), sans limitation de temps, mais qui n'est atteinte qu'occasionnellement et pendant des durées limitées ;
- Des seuils d'intensité transitoire (IT), supérieurs au IST mais pour de durées limitées beaucoup plus courtes (inférieures à 20 minutes).

Pour se prémunir des risques de dépassement de ces intensités, on utilise en France, sur les réseaux 225 et 400 kV, des protections, dites de surcharge. Si la surcharge d'intensité n'est pas levée avant un temps donné après son démarrage (entre quelques secondes et 20 minutes, selon l'ampleur du dépassement constaté), l'ouvrage concerné se déconnecte automatiquement du réseau, par action de sa protection de surcharge.

Le transit supporté avant le déclenchement par cet ouvrage se reporte alors sur les ouvrages voisins. Selon l'importance des phénomènes, on peut alors se trouver face à de nouvelles surcharges, puis de nouvelles déconnexions. De reports de charge successifs pouvant entraîner l'apparition d'un phénomène cumulatif peuvent par un effet cascade conduire à la perte d'une partie importante du réseau.

La doctrine de maîtrise des risques en transits appliquée par RTE permet de s'assurer qu'un tel effet cumulatif ne peut se produire suite à un simple aléa.





LE PROCESSUS D'ÉTUDES DE RÉSEAUX DANS UN CONTEXTE DE PRODUCTION ET D'ÉCHANGES VARIABLES

Afin de prendre des décisions pertinentes, de la décision d'investissement sur le réseau à la gestion temps réel de l'exploitation, des études de réseaux sont réalisées à de nombreux horizons. Dans un contexte de transition énergétique et d'intégration européenne des marchés, ces processus d'études évoluent.

À des horizons éloignés, le processus d'études peut s'appuyer sur des études en « multi-situations », avec la simulation de plusieurs scénarios annuels au niveau européen à une granularité horaire et se déclinant jusqu'à la production des parcs EnR locaux.

Le processus de planification avec les GRD évolue également avec la mise en cohérence des processus d'information préalable sur les travaux, l'anticipation des délais de prévenance des limitations en cas de contraintes, afin de les gérer en minimisant l'énergie EnR effacée (cela doit s'accompagner d'une

mise en cohérence contractuelle), et le déploiement d'automates.

Aux horizons plus court-terme, le processus d'études intègre les prévisions de production EnR en fonction des prévisions météorologiques, les programmes des acteurs et les échanges attendus. Ces données prévisionnelles à la granularité demi-horaire – voire quart d'heure – sont rafraîchies à minima chaque heure depuis le J-2 jusqu'au temps-réel.

Le partage de ces données en continu avec les GRT voisins et CORESO, ainsi que la coordination qui en résulte, permet de consolider et de remettre à jour les stratégies communes d'exploitation du réseau.

Des travaux de la R&D appuient les évolutions, et investissent notamment des méthodologies de gestion des incertitudes.

4.4 LA RÉALIMENTATION DU RÉSEAU À LA SUITE D'UNE COUPURE GÉNÉRALISÉE

En 2021, **8 îlotages (sur 11 réalisés)** ont été réussis par les groupes nucléaires, avec un taux de succès sur quatre années glissantes de 93 %, très satisfaisant par rapport à l'objectif pluriannuel de 60 %.

L'ÎLOTAGE DES GROUPES NUCLÉAIRES ET LES OSSATURES

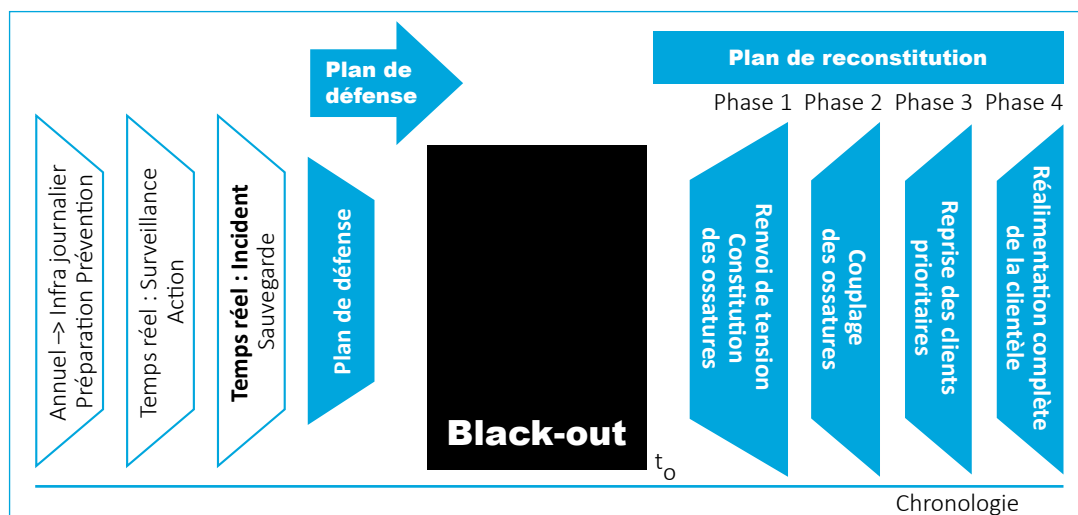
Pour un réacteur nucléaire, l'îlotage est le passage de son fonctionnement nominal (évacuation de sa pleine puissance sur réseau) à un état isolé du réseau électrique, le réacteur ne produisant plus alors que l'énergie électrique nécessaire à son propre fonctionnement.

La réussite de l'îlotage des groupes nucléaires en cas d'incident généralisé est importante pour la sûreté

nucléaire et est primordiale pour permettre de reconstituer le réseau et réalimenter les clients dans les délais les plus brefs possibles.

Cette reconstitution repose en effet sur la remise sous tension, pas à pas, de structures 400 kV, appelées ossatures régionales, qui relient les unités nucléaires îlotées aux postes d'alimentation des zones de consommation importantes.

LA DÉFENSE EN PROFONDEUR DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



LE PLAN DE DÉFENSE

Le plan de défense réunit l'ensemble des dispositifs automatiques qui assurent les actions curatives destinées à contrer les phénomènes électrotechniques pouvant entraîner l'effondrement du réseau et dont la rapidité d'apparition et d'évolution exclut toute possibilité d'intervention humaine. Le plan de défense comprend les actions suivantes :

- la séparation automatique des régions ayant perdu le synchronisme (DRS) ;
- le délestage automatique de consommation non prioritaire sur baisse de fréquence ;
- les automates spécifiques RTE du plan de défense (ADO/ADN,...) ;
- le blocage automatique des régulateurs en charge des transformateurs.

LE PLAN DE RECONSTITUTION

Une conjonction exceptionnelle d'événements défavorables peut conduire, malgré la mise en œuvre par RTE de tous les moyens d'actions à sa disposition, à un effondrement total du réseau d'une région, de l'ensemble du pays voire au-delà (black-out).

RTE doit alors rétablir un fonctionnement normal du système (action de «reconstitution du réseau») avec l'objectif d'agir au plus vite, de façon à limiter le plus possible dans le temps l'impact du black-out, de façon maîtrisée, dans le respect de la sécurité des personnes et des biens, et en évitant en particulier tout nouvel effondrement du réseau.

05.

Les dépassements de seuils de tensions hautes

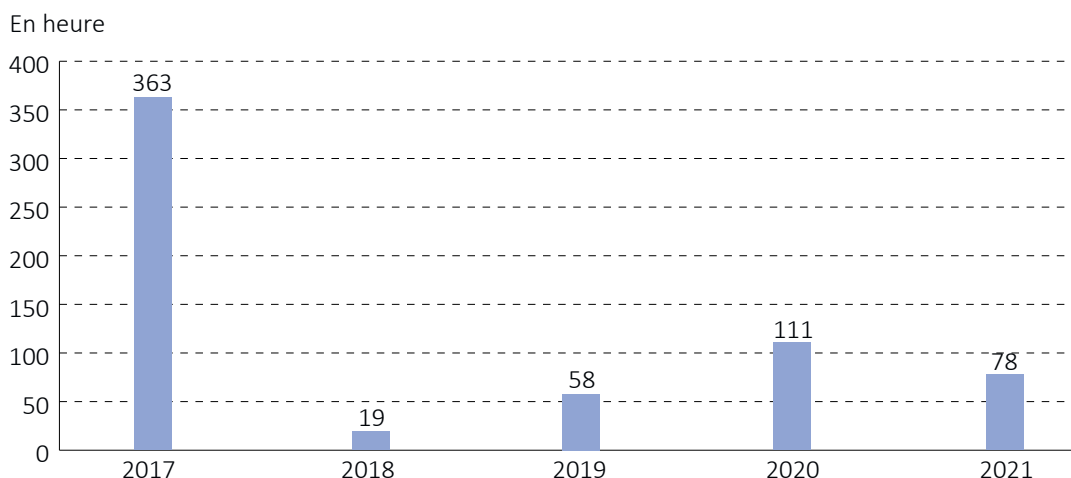
LES DÉPASSEMENTS DE SEUILS DE TENSIONS HAUTES EN AUGMENTATION

Même si l'on continue d'observer une saisonnalité de ces phénomènes (en lien avec les périodes de plus faible consommation), ils se produisent dorénavant tout au long de l'année.

En 2021, deux situations ont mis en évidence, des difficultés de respect du cadre de référence de RTE (respect des plages de tensions maximales en cas de déclenchement de lignes) lors de fragilisations du réseau pour travaux. Ces situations ont conduit à la déclaration d'ESS de niveau A (contre aucun ESS de ce type jusqu'à présent).

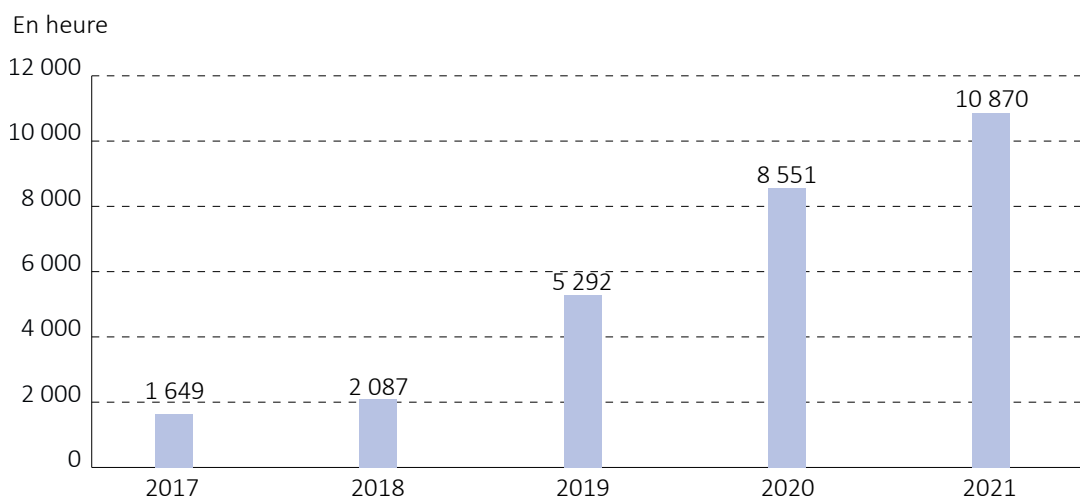
Les dépassements des seuils en 400 kV sont en légère baisse par rapport à 2020.

Durée cumulée des dépassements en 400 kV



En 225 kV, le nombre de dépassements a de nouveau augmenté ; toutefois, les dépassements unitaires restent encore de faible amplitude et de faible durée.

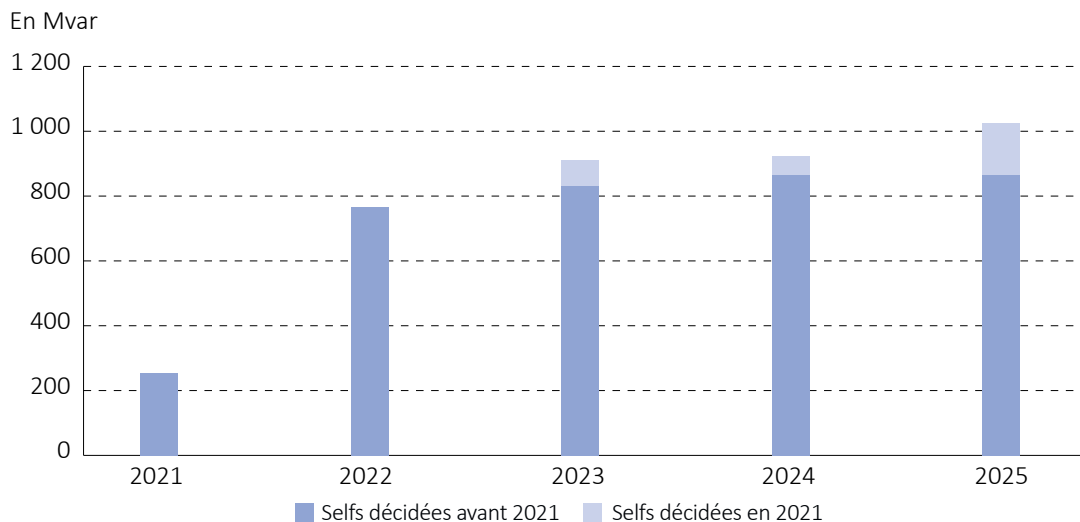
Durée cumulée des dépassements en 225 kV



RTE poursuit son programme d'installation de moyens de compensation pour mieux maîtriser les tensions hautes : l'année 2021 a ainsi vu le raccordement de 250 Mvar de selfs (inductances permettant d'abaisser les tensions).

Le processus d'études des contraintes de tensions hautes permet de décider l'installation des selfs aux endroits clés du réseau (2590 MVar décidés en 2020, 300 Mvar en 2021).

Projets de selfs (hors raccordement de l'éolien en mer) par année de mise en service



La concertation sur la participation au réglage de la tension de nouvelles ressources (installations éoliennes ou photovoltaïques raccordées au réseau de distribution, batteries, liaisons HVDC) se poursuit, et des expérimentations pourront avoir lieu sur la période tarifaire du TURPE 2021-2025. Concernant

ces nouvelles ressources raccordées sur un réseau de distribution, des travaux sont en cours avec les distributeurs et les acteurs concernés pour les mettre en œuvre dans le cadre technique et contractuel actuel, et également pour établir une feuille de route permettant de faire évoluer ce cadre.

LA PROBLÉMATIQUE DES DÉPASSEMENTS DU SEUIL DES PLAGES DE TENSION

Les tensions hautes apparaissent lorsque les éléments réglant la puissance réactive (groupes de production, CSPR, selfs) ne sont plus suffisants pour absorber la production d'énergie réactive du réseau (condensateurs, lignes ou câbles peu chargés, production de puissance réactive par les clients, ...). Ces phénomènes, qui se rencontraient historiquement durant les creux de consommation de week-end d'été, se retrouvent aujourd'hui répartis tout au long de l'année, en période de très bas niveaux de consommation.

Trois principaux facteurs expliquent cette évolution :

- Le développement important des EnR sur les réseaux de distribution qui réduit les soutirages de puissance active sur le réseau de transport et augmente donc la production d'énergie réactive du réseau.

- L'évolution de la nature des réseaux de transport et de distribution, qui tendent à devenir de plus en plus souterrains et donc de plus en plus générateurs de puissance réactive.
- Enfin, l'évolution des caractéristiques techniques des usages qui consomment moins de puissance réactive, voire en produisent pour certains.

Du point de vue de la sûreté, les tensions hautes ont moins d'impact à court terme que les tensions basses, mais peuvent réduire la durée de vie des matériels et occasionner des dégradations impactant la qualité de l'électricité.



06.

Des outils de la sûreté fiables et disponibles

6.1 LES OUTILS DES SALLES DE CONDUITE

Comme ces dernières années, **la disponibilité des outils concourant à l'exploitation du réseau en sûreté** a été très bonne en 2021.

Les systèmes de conduite

En 2021, deux événements significatifs ont impacté **les systèmes de conduite** :

- **la perte le 3 juin pendant près d'une heure** des outils de téléconduite (SNC, SRC, et outils de réglage de la fréquence et de la tension) du CNES et des dispatchings du sud de la France (Lyon, Toulouse, Marseille), à la suite d'un dysfonctionnement d'équipements de fibres optiques (ESS de gravité B) ;
- la détection de l'indisponibilité de la fonction télécommande, sans alarme préalable, d'un poste 400kV (ESS A).

Ces **événements ont conduit à la mise en œuvre de plans d'action dédiés** (résilience, évolutions logicielles et configurations, professionnalisation, intégration du centre opérationnel national CORSEN).

Pour faire face à l'obsolescence des outils de conduite actuels, les SRC et le SNC, et pour disposer d'un outil de conduite unique, **RTE a engagé le projet « STANWAY » visant à les remplacer. La mise en service de ce nouvel outil pour les huit salles de conduite de RTE est prévue en 2023.**

Depuis 2015, **le dispositif support inter-dispatching régional (SIDRE)** permet la reprise des opérations entre plusieurs centres d'exploitation. Il est opérationnel sur les trois bulles inter-régionales. Le maintien en compétence se fait essentiellement au travers d'essais périodiques de basculement (partiel ou total), et d'actions de maintien des compétences des opérateurs. En 2021, 19 utilisations du SIDRE

ont été recensées, dont 13 sur incidents ayant permis de maintenir la continuité de l'observabilité et de la conduite du réseau.

Les autres outils des salles de commande du système électrique

En 2021, la disponibilité matérielle du Système d'Alerte et de Sauvegarde de RTE a été bonne. Seuls 1 ESS A et 5 ESS 0 ont été enregistrés (contre 2 ESS A et 1 ESS 0 en 2020).

Le nombre d'ESS, **lié aux non-acquittements de messages ou gestes non appropriés par les producteurs, les distributeurs ou les opérateurs de RTE**, lors d'envois réels de l'ordre « situation critique pour marges insuffisantes » (gravité A) est passé **de 67 en 2020 à 31 en 2021.**

La hausse en 2020 était liée à l'augmentation importante du nombre de messages SAS vers les producteurs, du fait du contexte tendu sur l'équilibre offre-demande, ainsi qu'à une meilleure traçabilité de ce type d'ESS.

En 2021, la baisse du nombre de situations tendues, et donc d'ordres envoyés, a mécaniquement entraîné une baisse du volume d'ESS.

Un e-learning sur l'utilisation du SAS, à destination des acteurs de la sûreté va être mis en ligne courant 2022 et la formation concernant la sûreté à destination de ces acteurs est dorénavant mieux suivie.

En 2021, le projet SAS 2 de remplacement de l'architecture du SAS actuel a été poursuivi pour l'adapter aux évolutions technologiques et mieux permettre l'intégration des nouveaux acteurs de la sûreté, comme les producteurs EnR. La mise en service de ce nouvel outil est envisagée en 2025.

LE « SYSTÈME D'ALERTE ET SAUVEGARDE » (SAS)

Le SAS est l'outil de transmission sécurisé des alertes et actions à exécuter par les acteurs de la sûreté, permettant ainsi la maîtrise des situations dégradées ou à risques.

La sauvegarde du système nécessite une coordination et des actions rapides entre les dispatchings et :

- les centres de conduite des distributeurs et des producteurs ;
- les équipes opérationnelles de RTE.

Avec le SAS, les opérateurs des dispatchings de RTE transmettent des ordres et des messages prédéfinis de manière sûre, précise, rapide de sécurisée, dont :

- les ordres de sauvegarde, qui accélèrent la mise en œuvre d'actions par les acteurs, lors de situations tendues où la sûreté du système électrique pourrait être compromise ;
- les messages d'alerte qui sont utilisés en situation perturbée.

La **plateforme d'études de réseau « Convergence »** est l'outil permettant d'effectuer les études de réseaux, depuis les études de développement jusqu'en temps réel, et est donc importante pour la sûreté. En 2021, la disponibilité globale de la plateforme du Datacenter qui l'héberge a été conforme aux attendus et aucune indisponibilité n'a été recensée. La disponibilité de cet outil s'améliore suite aux orientations retenues après plusieurs incidents survenus en 2018 : la fiabilisation de la redondance de l'application, l'adaptation des plans de reprise et de continuité de l'activité et l'amélioration des analyses d'impact pour les interventions.

2 ESS A et 1 ESS 0 associés à Convergence ont toutefois été constatés en 2021. Il s'agit d'un dépassement du délai planifié d'intervention, d'un dysfonctionnement non reproductible d'un poste opérateur et d'un paramétrage manquant dans le mécanisme d'adressage des applications.

Le système **IPES** est utilisé pour les études court-terme et en conduite; il fournit les **estimations du**

réalisé de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que la prévision de ces productions, à l'échelle locale, régionale ou nationale, sur une période ajustable de J-4 à J+2.

Face à une augmentation du taux de défaillance des télémesures des producteurs, des actions ont été engagées auprès d'eux et une nouvelle version de l'outil va être mise en service en 2022, fiabilisant ainsi l'acquisition de ces données qui sont aujourd'hui stratégiques pour la sûreté du système électrique.

10 ESS 0 (aucun ESS A) concernant la disponibilité des outils d'analyse de l'équilibre offre-demande et d'équilibrage ou de marchés ont été constatés, contre respectivement 8 et 1 en 2020 ; ces dysfonctionnements sont majoritairement liés à la complexité des chaînes fonctionnelles et aux évolutions récentes des plateformes de gestion de l'équilibre offre-demande, en particulier l'interfaçage des outils de RTE avec la plateforme européenne TERRE.

6.2 LE RÉSEAU DE TÉLÉCOMMUNICATION ET LE SYSTÈME D'INFORMATION

La sûreté d'exploitation du système électrique est étroitement liée au bon fonctionnement des réseaux de télécommunication de sécurité, au système d'information (SI), et à leurs capacités à faire face aux cyber-menaces.

Les systèmes de télécommunication

Le Réseau Optique de SEcurité (ROSE), infrastructure dont RTE est propriétaire et exploitant, totalise environ 22 000 km de routes optiques et fournit les services de télécommunication sécurisés contribuant à la sûreté du système : la téléconduite de «niveau haut», les échanges d'informations entre

les protections contre les défauts électriques et la téléphonie de sécurité.

Au cours de l'année 2021, 1 ESS de gravité B lié aux travaux sur les alimentations électriques et 1 de gravité 0 (panne matériel d'un prestataire) sont imputables à l'infrastructure ROSE (2 ESS 0 en 2020).

Pour pallier l'obsolescence de ces réseaux de télécommunication, RTE a engagé le déploiement des réseaux INUIT (infrastructure unifié des réseaux télécoms) et SUR-T à haut et très haut débit pour l'ensemble de ses sites tertiaires et industriels.

Les services sont progressivement migrés sur ces réseaux optiques, et la dépose des réseaux télécoms obsolètes se poursuit. SUR-T, un réseau IP sur les supports optiques, est destiné à acheminer les services critiques et à harmoniser les réseaux optiques de RTE.

L'exploitation du Système de Téléphonie de Sécurité (STS) a fait l'objet de 4 ESS A et de 13 ESS 0 contre 15 ESS 0 en 2020. Pour les ESS A, 3 ont été résolus suite à une relance des équipements, 1 était dû à une panne matériel. Pour les ESS 0, 12 sont dus à des pannes ou des travaux côté producteur ou distributeur.

La nouvelle infrastructure de Datacenter et de réseau de télécommunication de RTE « HORUS » a été mise en exploitation en 2020. Depuis 2021, les applications essentielles à la sûreté y sont hébergées.

La cybersécurité

La sécurité du SI de RTE est un élément crucial de la sûreté d'exploitation du système électrique, notamment pour ce qui concerne le SI Industriel, mais également le SI d'échanges d'informations avec les clients, acteurs de marché et partenaires.

En 2021, des analyses de risques, des audits et des tests d'intrusion du système d'information de RTE ont été réalisés, permettant ainsi d'évaluer le niveau de résilience de l'entreprise face aux menaces de cyber-attaques et d'assurer la continuité de ses activités critiques. La plupart des systèmes d'information importants ont fait l'objet d'études de détail et disposent désormais d'une homologation interne.

Les mesures de protection physique des locaux, qui hébergent ces systèmes, ont été définies et déployées dans les sites électriques sensibles, en particulier pour les nouveaux Datacenters HORUS et pour le centre national de supervision du SI et de télécommunication CORSN mis en place en 2021.

LA CRÉATION DU CENTRE OPÉRATIONNEL RÉSEAUX ET SYSTÈMES NUMÉRIQUES (CORS-N)

En 2021, RTE a créé un centre national de supervision, d'exploitation et d'administration de son réseau de télécommunication, de son SI et de sa cybersécurité : le Centre Opérationnel Réseaux et Systèmes Numériques (CORS-N). Les enjeux portés par CORS-N sont :

- l'amélioration de la fiabilité et de la haute disponibilité des outils numériques ;
- l'amélioration de la robustesse face aux attaques cyber ;
- la simplification par un regroupement des chaînes de responsabilités ;

- l'amélioration de l'efficacité et de la réaction par la supervision de bout-en-bout des chaînes SI et télécoms pour assurer la sûreté du système et les services aux clients ;
- l'internalisation des compétences sur des activités clés pour RTE.

L'infrastructure HORUS, avec les 2 Datacenters associés, les nouveaux réseaux de télécommunication et les nouveaux outils de conduite sont dans le périmètre du CORSN.

6.3 LE DISPOSITIF DE GESTION DE CRISE ORTEC

En 2021, 6 événements distincts ont nécessité l'ouverture de cellules de crise. Les causes de ces ouvertures sont variées (réseau, incendie, inondations, SI et téléconduite).

L'année a été marquée par la réalisation de deux exercices de crise nationaux : l'un traitant de la gestion d'une vague de chaleur nécessitant une coordination entre deux Gestionnaires de Réseaux de Transport, et l'autre, d'une cyber-attaque sur le SI tertiaire de RTE.

L'année a été également marquée par la réalisation du plan d'action faisant suite à l'audit interne du dispositif ORTEC de 2020 (amélioration du dispositif de formation, efficacité et réactivité du dispositif).

07.

La coordination européenne

L'INTÉGRATION EUROPÉENNE

Le réseau de transport d'électricité est un réseau européen. Aujourd'hui, les 43 GRT de 36 pays sont reliés par environ 420 interconnexions dont une cinquantaine pour les frontières françaises. La sûreté du réseau français repose donc en partie sur le fonctionnement du système électrique européen.

Les codes de réseaux, issus du Troisième Paquet Énergie européen, définissent les règles principales à appliquer par tous les acteurs, dès lors que le fonctionnement interconnecté des réseaux est concerné. L'ensemble des codes a été publié et est désormais applicable.

Couvrant différents domaines (exploitation, marchés, raccordement), les codes concourent sur leur périmètre à la sûreté du système électrique européen interconnecté.

Le code Emergency and Restoration définit les règles communes pour la gestion des situations d'urgence et de reconstitution du réseau. Le code

System Operation Guideline regroupe les principes communs d'exploitation du réseau électrique.

Concernant les marchés, la sûreté est un enjeu majeur des codes Electricity Balancing, qui traite de l'équilibrage offre/demande et Capacity Calculation and Congestion Management, dont l'objectif est d'organiser les échanges d'électricité à court-terme.

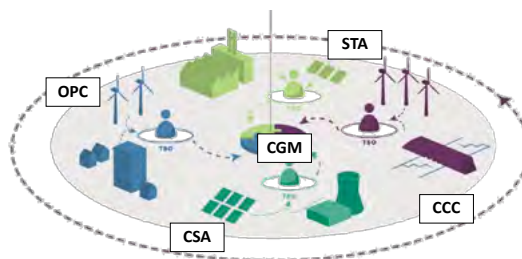
Le code Requirements for Generators, intègre dans ses exigences vis-à-vis du raccordement des installations de production, des exigences techniques permettant de renforcer la résilience du système électrique.

Le Quatrième Paquet, dit paquet Énergie Propre pour tous les européens, est entré en vigueur le 5 juillet 2019. Il apporte, au travers de ses objectifs de renforcement de l'intégration européenne et de développement des EnR, de nouveaux défis et opportunités pour la sûreté du système électrique.

7.1 POURSUITE DE L'IMPLÉMENTATION DES CODES RÉSEAUX DU 3^e PAQUET ÉNERGIE EUROPÉEN

2021 a été marquée par la mise en service du processus de création des modèles de réseaux communs : les CGM (Common Grid Model). Les CGM sont des prévisions de l'état du système électrique européen (production, consommation, flux d'électricité, etc...) à différentes échéances en amont du temps-réel (de l'annuel à l'infra-journalier). Ils sont produits quotidiennement par les coordinateurs de sécurité régionaux (RSC, Regional Services Centre), concaténant les prévisions fournies par chaque GRT. La production des CGM est l'un des 5 services des RSC prévus par les codes réseaux. Elle vise à renforcer la sûreté d'exploitation du réseau européen. Les CGM sont à la base des autres processus coordonnés que sont les analyses de sécurité coordonnées (CSA),

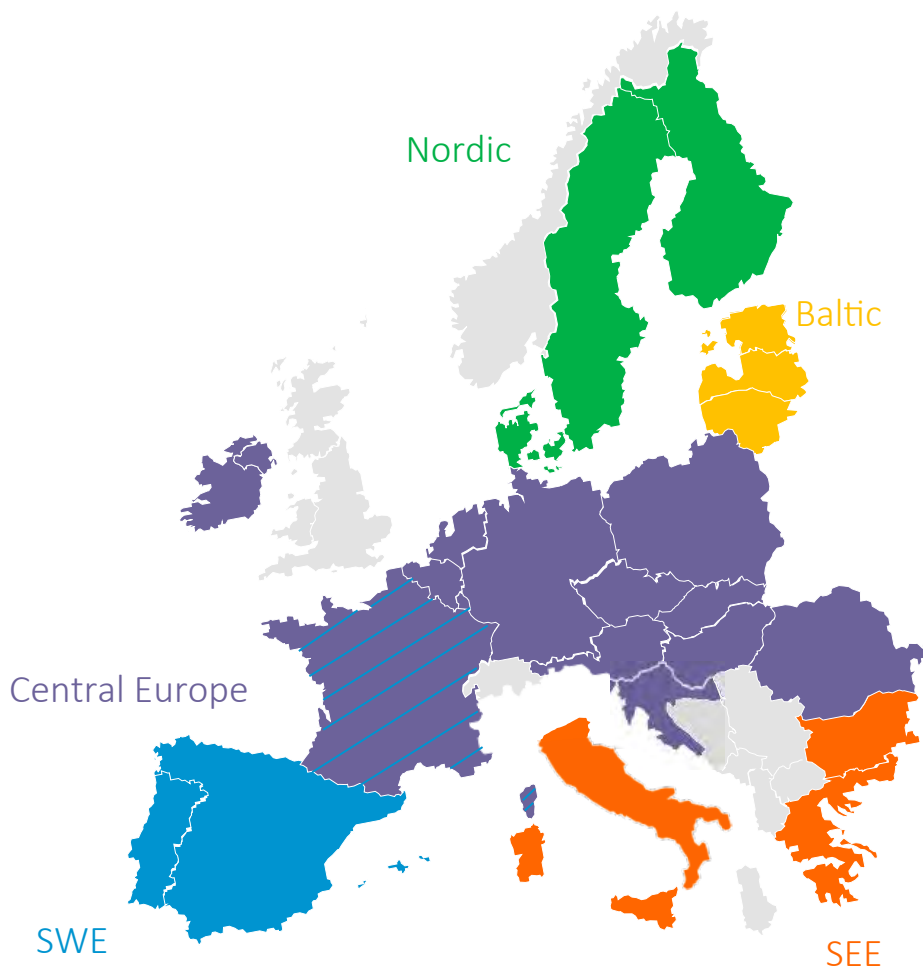
les calculs de capacités coordonnées (CCC), la détection des incompatibilités de planning de retraits d'ouvrages (OPC) et les études d'adéquation européennes (STA). Ces processus sont en cours d'implémentation.



7.2 LE PAQUET ÉNERGIE PROPRE POUR TOUS LES EUROPÉENS

Le texte du paquet énergie propre fixe un seuil minimal de 70 % de la capacité des ouvrages d'interconnexion à mettre à disposition des échanges transfrontaliers d'électricité, ce seuil devant obligatoirement être atteint d'ici 2025. L'augmentation attendue des échanges transfrontaliers nécessite une coordination accrue entre les GRT européens, pour respecter les limites opérationnelles du système électrique européen et gérer les congestions associées. Depuis 2020, RTE développe des outils dits de « validation » qui permettent d'augmenter la capacité, pour assurer le respect du seuil des 70 %, sans remettre en cause la sûreté du réseau. De tels outils ont été déployés en février 2021 dans la région CWE, en octobre 2021 pour l'Italie Nord et sont prévus début 2022 pour la région SWE.

Par ailleurs, le texte prévoit la création des Régions d'Exploitation (les SOR, System Operation Regions), nouvelles mailles géographiques au sein desquelles il est pertinent d'appréhender la coordination opérationnelle entre les GRT. L'exploitation de ces régions sera coordonnée par de nouvelles entités, les centres de coordination régionaux (RCC). La configuration des Régions d'Exploitation fait l'objet de discussions entre l'ACER et ENTSO-E depuis 2020. Sa version finale sera connue au printemps 2022. **RTE devrait se situer dans deux SOR : Europe Centrale (avec 21 autres GRT) et SWE (avec les GRT espagnol et portugais).** CORESO sera l'un des deux RCC de la région Centrale avec TSCnet, et l'unique RCC pour SWE.



Enfin, de nouvelles missions pour les RCC prévues par le Paquet Énergie Propre sont en cours de préparation par les GRT, et concourront au renforcement de la résilience du système. Des premières réflexions ont émergé en 2021 sur les services

Au-delà du paquet énergie propre, et à la suite de la demande de la Commission Européenne, l'association des régulateurs européens (l'ACER) a partagé à l'été 2021 des lignes directrices pour **la rédaction d'un nouveau code réseau traitant des aspects cyber-sécurité du système électrique**. L'approbation finale du code est attendue en 2022 pour une entrée en vigueur dès 2023. Il s'agit du premier projet commun d'envergure entre les associations des GRT et GRD européens.

7.3 ÉVOLUTION DU STATUT DE CORESO ET MISE EN ŒUVRE DE LA COOPÉRATION AVEC LE RSC VOISIN

par la signature d'un accord de collaboration, suivi du lancement d'un appel d'offre européen pour le développement des premiers modules du processus CSA :

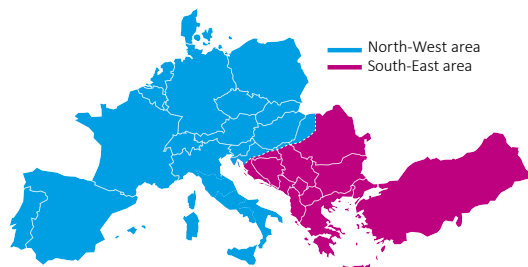
- la préparation des dernières étapes de transition vers son futur statut de RCC, future entité régionale pour la coordination européenne qui remplacera en juillet 2022 les actuels RSC, comme prévu par le Paquet Énergie Propre.

7.4 DES ÉVÉNEMENTS MAJEURS SURVENUS EN EUROPE EN 2021

8 janvier 2021 : découpage de la zone synchrone Europe continentale

Cette séparation a entraîné une variation de fréquence à la baisse dans la zone ouest et à la hausse dans la zone est. Côté ouest, la fréquence a chuté à 49,745 Hz ; le rétablissement à 50 Hz a notamment été rendu possible par **l'action automatique du mécanisme d'interruptibilité de 1,7 GW de consommation en France et en Italie** ainsi que des actions manuelles réalisées par les opérateurs en temps réel. Après que la fréquence a été ramenée à 50 Hz au sein des deux zones, la coordination entre opérateurs a permis la resynchronisation des deux réseaux en une heure.

Événement du 8 janvier



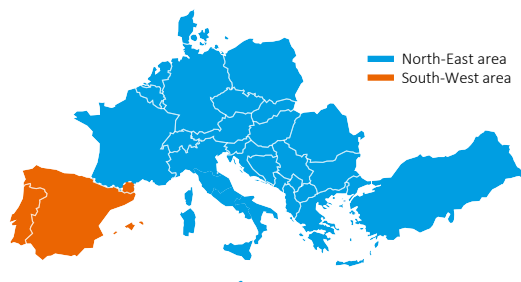
A noter: l'outil EAS (ENTSO-E wide Awareness System) permet le partage en temps réel de l'état du système de tous les GRT composant ENTSO-E. Il a été mis en place après l'incident du 4 novembre 2006 qui avait entraîné le découpage de l'Europe en 3 zones et la coupure de 15 millions de consommateurs. Cet outil a permis le 8 janvier 2021 d'établir un diagnostic rapide du découpage du réseau européen et d'accélérer la resynchronisation des deux zones.

(1) Regional Services Centre

24 juillet 2021 : séparation de la péninsule ibérique du reste de la zone synchrone Europe continentale

Un incendie dans l'Aude a entraîné le déclenchement de deux liaisons 400 kV proches de la frontière espagnole qui ont conduit à la perte par cascade de surcharges des liaisons d'interconnexion entre la France et l'Espagne. RTE n'avait pas été informé de la présence du sinistre sous les ouvrages, et n'avait donc pas pu mettre en œuvre de mesures préventives conservatoires. Avant l'incident, la France exportait vers l'Espagne près de 2 500 MW. Après la séparation, la fréquence côté péninsule ibérique a atteint 48,7 Hz, avec pour conséquence 2 350 MW de délestage fréquence-métrique en Espagne et 650 MW de déconnexion d'industriels au Portugal. La resynchronisation a pu être opérée très rapidement (un peu plus de 30 minutes), grâce à la bonne coordination entre les opérateurs français et espagnols.

Événement du 24 juillet



Ces deux incidents ont été classés niveau 2 sur l'échelle européenne ICS (Incident Classification Scale). En conséquence, ils conduisent à une analyse détaillée dont les rapports fournissent des recommandations visant à réduire le risque de futures séparations du système et leurs conséquences.

Enfin, l'incident du 17 mai 2021 en Pologne illustre la résilience du système électrique européen, fortement interconnecté. Ainsi, les 3 300 MW de production perdus lors de l'incident ont été compensés par le reste des groupes connectés au sein de la zone synchrone et ont conduit à une baisse de fréquence limitée à 158 mHz, qui a pu être ramenée à 50 Hz sans coupure de consommation.

L'IMPACT DU BREXIT

En application de l'Accord de commerce et de coopération (TCA) entre le Royaume-Uni et l'UE signé le 30 décembre 2020, le GRT anglais NGESO a officiellement quitté ENTSO-E en décembre 2021. Néanmoins, des échanges fructueux entre le GRT anglais (NGESO) et ENTSO-E ont permis d'envisager la poursuite de l'implication de NGESO dans certains outils et processus coordonnés européens contribuant à la sûreté du système. Cette volonté de collaboration s'est traduite par la signature commune d'un protocole d'entente (ou Memorandum of Understanding). La prochaine étape sera la mise à jour des contrats respectifs couvrant ces processus coordonnés. Elle est prévue courant 2022.



08.

Audits sûreté et contrôle interne

Dans le cadre du dispositif de contrôle interne, RTE évalue annuellement la maîtrise des activités de l'exploitation (et donc de la sûreté), au regard de ses risques identifiés et priorisés, des actions de maîtrise mises en œuvre et de leur efficacité. Les contrôles internes réalisés en 2021 mettent en évidence un niveau de maîtrise satisfaisant pour la sûreté.

En 2021, deux thèmes en lien avec la sûreté ont fait l'objet d'audits internes :

- fonctionnement du système électrique : plan de défense et plan de reconstitution ;
- réparation et reconstruction du réseau en situation de crise.

Ces deux audits concluent, sur le périmètre des thèmes audités, à une maîtrise satisfaisante de l'exploitation du système électrique en sûreté.

LES AUDITS INTERNES

Des audits internes, dans le domaine spécifique de la sûreté, sont réalisés tous les ans pour le compte de la Direction de l'entreprise. Les thèmes d'audit sont construits de façon à balayer l'univers d'audit sûreté sur une période de trois à quatre ans, en fonction du niveau de risque évalué. Les conclusions des audits sont présentées au Comité Exécutif de RTE. Des recommandations sont formulées, de façon à améliorer la maîtrise des risques. Les actions engagées sur la base des recommandations font l'objet d'un plan d'actions dont il est rendu compte en Comité Exécutif.



Annexe 1

Glossaire thématique

IDENTIFIANT	CONCEPT
MÉCANISME D'AJUSTEMENT (MA)	<p>La loi française dispose que les producteurs doivent mettre à disposition de RTE les puissances techniquement disponibles pour l'ajustement de l'équilibre offre-demande. Ceci est réalisé via le Mécanisme d'Ajustement, qui permet à RTE de mutualiser les moyens détenus par les acteurs sous forme d'un dispositif permanent et ouvert, et aux acteurs de valoriser leurs capacités d'effacement ou leurs souplesses de production. Sur la base des offres prix-volume, RTE procède aux ajustements nécessaires en interclassant les propositions en fonction de leur prix jusqu'à satisfaire son besoin.</p> <p>Des dispositions prévoient les cas d'insuffisance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • à échéance supérieure à 8h, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ; • en deçà de 8h, un message de «mode dégradé» permet à RTE de mobiliser, au-delà d'éventuelles offres complémentaires, les offres exceptionnelles et les moyens non offerts à l'ajustement.
RÉGLAGES PRIMAIRE ET SECONDAIRE DE LA FRÉQUENCE	<p>Le réglage primaire assure de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, et par la participation solidaire de tous les partenaires de l'interconnexion synchrone, le rétablissement quasi-immédiat de l'équilibre. Des règles sont fixées par le groupe régional «Europe continentale» de l'ENTSO-E pour que cette action maintienne alors la fréquence à l'intérieur de limites définies.</p> <p>À sa suite, le réglage secondaire du partenaire à l'origine de la perturbation annule de façon automatique l'écart résiduel de la fréquence par rapport à la fréquence de référence, ainsi que les écarts par rapport aux programmes d'échanges entre les différentes zones de réglage.</p>
ENTSO-E	<p>ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), créée fin 2008, est depuis le 1er juillet 2009 l'unique association des GRT européens.</p> <p>ENTSO-E a vocation à renforcer la coopération des GRTs dans des domaines clefs tels que l'élaboration de codes de réseaux relatifs aux aspects techniques et au fonctionnement du marché, la coordination de l'exploitation et du développement du réseau européen de transport, les activités de recherche.</p> <p>Selon ses statuts, les décisions principales de l'association sont prises par l'Assemblée générale. Un «Board» exécutif est en charge du pilotage général et de la préparation des orientations stratégiques. Le travail opérationnel est assuré par quatre comités principaux et leurs sous-structures, le Comité Marchés (MC), le Comité Développement du Système (SDC), le Comité Exploitation du Système (SOC), le Comité Recherche et Développement (RDC), complétés par un groupe d'analyse juridique. RTE est représenté dans chacun de ces groupes.</p> <p>Pour assurer la coordination technique des GRT interconnectés en synchrone en Europe continentale et l'évaluation des engagements relatifs à la sûreté, définis dans 8 «policies» et convenus dans le cadre du Multi Lateral Agreement signés par les membres de l'ancienne association UCTE, le SOC a créé un sous-groupe régional ad-hoc, le Regional Group Continental Europe (RGCE).</p> <p>Consulter : www.entsoe.eu</p>

IDENTIFIANT	CONCEPT
TÉLÉCOMMUNICATION DE SÉCURITÉ	<p>Ce réseau de sécurité est constitué sur la base d'une infrastructure de télécommunications dédiée, pour l'essentiel détenue et exploitée par RTE, permettant l'acheminement de l'ensemble des informations (voix, données) nécessaires à la téléconduite.</p> <p>Ces systèmes assurent les fonctions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la transmission («niveau bas») des données de téléconduite de tous les Postes Asservis (PA) - et d'un nombre limité de conversations téléphoniques entre postes de grand transport - et Groupements de Postes ; • la transmission («niveau haut») des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre Groupement de Postes et dispatching ; • la transmission des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre centrales de production et dispatching ; • la transmission des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre centres de conduite du réseau de distribution et dispatching.
CONTRÔLE DE PERFORMANCE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION	<p>Compte tenu de la criticité des services rendus par les installations de production, lorsqu'elles sont raccordées au RPT, celles-ci peuvent être soumises à un contrôle de performances.</p> <p>Le contrôle permet de vérifier le comportement des groupes de production vis-à-vis des réglages primaire et secondaire fréquence – puissance (gain statique dit statisme, réserves programmées, temps de réponse...), ainsi que vis-à-vis des réglages primaire et secondaire de tension (mise à disposition du domaine contractuel dans le diagramme U/Q, dynamique de réponse).</p>

Annexe 2

Glossaire syntaxique

ADN	Automate de Défense Nord
ADO	Automate de Défense Ouest
ANSSI	Agence Nationale de la Sécurité des Services Informatiques
CE	Centre d'exploitation
CF	Coupe Feu - élément clé de la sécurité du point d'accès internet
CNES	Centre National d'Exploitation Système
CORESO	CO-oRDination of Electricity System Operators
CSEA	Comité de Surveillance Economique et des Audits
CSPR	Compensateur Statique de Puissance Réactive
CURTE	Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EOD	Equilibre Offre Demande
ESS	Événement Système Significatif
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HVDC	High Voltage Direct Current link
ICS	Incident Classification Scale
IST	Intensité de Secours Temporaire
LPM	Loi de Programmation Militaire
MA	Mécanisme d'Ajustement
ORTEC	Organisation de RTE en crise
PCA	Plan de Continuité d'Activité
PRA	Plan de Reprise d'Activité
PER	Passerelle des Echanges Régionaux : outil du réseau de TCD du dispatching
RC	Réserve complémentaire (MA)
RCC	Regional Cooperation Centre
ROSE	Réseau Optique de Sécurité
RPD	Réseau Public de Distribution
RPT	Réseau Public de Transport
RR	Réserve Rapide (MA)
RSFP	Réglage Secondaire Fréquence Puissance
RST	Réglage Secondaire de Tension
RSC	Regional Services Centre
SAS	Système d'Alerte et Sauvegarde
SIDRE	Support Inter-Dipatchings Régionaux
SNC	Système National de Conduite
SRC	Système Régional de Conduite

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE, Réseau de transport d'électricité.

Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite,
sauf autorisation écrite de RTE, Réseau de transport d'électricité.

Date de publication : juillet 2022. Illustration en couverture : François Avril. Réalisation : EPC²KA



Le réseau
de transport
d'électricité

Immeuble Window
7C, place du Dôme
92073 Paris – la Défense Cedex
www.rte-france.com