



GOUVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*

FEVRIER 2022

Plan de préparation aux risques dans le secteur de l'électricité de la France

Mise en œuvre du règlement (UE) n°2019/941 sur la
préparation aux risques dans le secteur de l'électricité

Version répondant à l'avis de la Commission du 3
novembre 2022

Informations générales

AUTORITE COMPETENTE RESPONSABLE DE L'ELABORATION DE CE PLAN

Ministère de la Transition écologique

(Soit le ministère chargé de l'énergie à la date de publication du présent plan)

CONTACT

Par courrier, à l'adresse suivante :

Ministère de la Transition écologique

Direction générale de l'énergie et du climat

Direction de l'énergie

Tour Séquoia

1 place Carpeaux

92 800 Puteaux

France

Par voie électronique :

<https://contact.ecologique-solidaire.gouv.fr/>

Par téléphone :

+33 1 40 81 21 22

L'administration centrale du ministère de la Transition écologique est accessible par téléphone aux personnes sourdes ou malentendantes via le service Acceo :

https://www.acce-o.fr/client/ministere_transition_ecologique_solidaire

Note : Les contacts utiles pour les échanges – en situation normale et en gestion de crise - entre Etats Membres de l'Union européenne ne sont pas publics. Ils sont accessibles par la liste partagée au sein du groupe de coordination sur l'électricité (Electricity Coordination Group – ECG).

SOMMAIRE

Introduction.....	5
1. Scénarios de crise électrique.....	9
1.1. Profils des crises ayant des conséquences sur le secteur de l'électricité	9
1.2. Scénarios nationaux	12
1.3. Scénarios régionaux	14
2. Autorité compétente pour la mise en œuvre du règlement (UE) n°2019/941	16
3. Coordinateur de crise	17
3.1. Répartition des responsabilités.....	17
3.2. Domaines spécifiques de responsabilité de certains ministres	18
3.3. Les services déconcentrés de l'Etat.....	19
3.4. La commune, collectivité territoriale de proximité.....	21
4. Procédures et mesures nationales en cas de crise électrique	23
4.1. Procédures à suivre en cas de crise électrique	23
4.1.1. Une veille permanente	23
4.1.2. Armement des cellules de crise et gestion de crise	23
4.1.3. Planification opérationnelle de gestion de crise	25
4.1.4. Mécanismes de flux d'information.....	25
4.2. Mesures préventives et préparatoires	28
4.2.1. Anticiper à partir des évènements connus, répertorier et modéliser	29
4.2.2. Adapter les évolutions programmées du réseau électrique	30
4.2.3. Définir les critères techniques de dimensionnement des réseaux électriques	31
4.2.4. Une veille permanente dans le secteur de l'électricité.....	31
4.2.5. Planifier et anticiper la gestion de crise	31
4.3. Mesures visant à atténuer ou résorber les crises électriques.....	32
4.3.1. Mesures fondées sur le marché et activées par les gestionnaires de réseau.....	32
4.3.2. Les mesures non fondées sur le marché et activées par les gestionnaires de réseau ..	33
4.3.3. Le cadre de mise en œuvre d'un délestage automatique ou manuel.....	37
4.3.4. Les mesures relevant de la compétence des services de l'Etat	38
4.3.5. Mécanismes utilisés pour informer le public en cas de crise électrique.	39
4.3.6. Les mesures prises en fonction du scénario de crise	40
5. Procédures et mesures régionales et bilatérales	43
5.1. Mesures régionales et bilatérales prises par les Etats Membres.....	43

5.2. Mécanismes de coopération et de coordination au sein de la région	45
5.3. Mécanisme de coopération et de coordination avec des pays tiers au sein de la zone synchrone concernée	45
6. Consultations des parties intéressées	46
6.1. Consultation relative à l'identification des scénarios nationaux	46
6.2. Consultations pour l'établissement du plan.....	46
7. Exercices de préparation et d'entraînement aux situations d'urgence	48
ANNEXE I – Fiches sur les scénarios nationaux	49
.....	4
ANNEXE II – Préparation aux risques au sein du Forum Penta latéral de l'énergie (chapitre commun – traduction de courtoisie).....	68
1. Introduction et contexte	68
2. Scénarios de crise régionaux	70
3. Procédures et mesures régionales	71
4. Consultation publique	71
5. Exercices de crise au niveau régional	72
GLOSSAIRE DES ABREVIATIONS.....	74

Introduction

En application du règlement (UE) 2019/941 relatif à la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité, notamment de ses articles 10 et 11, la France élabore le présent plan.

Le plan présente la structure d'ensemble de l'organisation française en matière de gestion des risques dans le secteur de l'électricité. En fournissant une information consolidée sur la prévention et la gestion de crise dans le secteur de l'électricité en France, ce plan a pour objectif de renforcer la préparation de l'ensemble des acteurs et par voie de conséquence la résilience du système.

« *La résilience se définit comme la volonté et la capacité d'un pays, de la société et des pouvoirs publics à résister aux conséquences d'une agression ou d'une catastrophe majeures, puis à rétablir rapidement leur capacité de fonctionner normalement, ou à tout le moins dans un mode socialement acceptable. Elle concerne non seulement les pouvoirs publics, mais encore les acteurs économiques et la société civile tout entière¹.* »

« *L'appropriation collective de la stratégie de défense et de sécurité nationale est la condition sine qua non de la résilience de la Nation. Au-delà des ministères concernés, l'Etat doit associer à la mise en œuvre de cette stratégie d'autres acteurs sans lesquels la gestion de crise ne peut être envisagée².* »

Au sein du présent document, les termes « le règlement » ou « du règlement » font référence au règlement (UE) n°2019/941 relatif à la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité.

La France est constituée de différentes entités géographiques présentant chacune des spécificités relatives aux réseaux d'électricité. Les dispositions législatives et règlementaires françaises distinguent ainsi les ensembles suivants qui sont repris dans le présent document :

- La France métropolitaine continentale
- La France métropolitaine (= France métropolitaine continentale + Corse)
- Les zones non interconnectées à la France métropolitaine continentale (= Corse + Guadeloupe + Guyane + Martinique + Nouvelle Calédonie + Polynésie Française + la Réunion + Saint-Martin et Saint Barthélemy + Saint-Pierre et Miquelon + les îles du Ponant)

Les logos suivants permettent de faciliter la lecture du présent plan en distinguant :

- Ce qui relève du dispositif général de prévention ou de gestion de crise,
- Ce qui relève du dispositif de prévention ou de gestion de crise spécifique au secteur de l'électricité.



¹ Extrait du Livre Blanc sur la défense et la sécurité nationale, 2008

² Extrait du Livre Blanc sur la défense et la sécurité nationale, 2013.

Plusieurs documents complètent la lecture du présent plan afin d'appréhender les questions de résilience du système électrique. Ce sont :

Ceux rédigés par les services de l'Etat :

- Le plan national de continuité électrique
(NON PUBLIC)
- La planification ORSEC (Organisation de la Réponse de Sécurité Civile)
(NON PUBLIC)
- La stratégie française en matière de défense et de sécurité des systèmes d'information
<https://www.ssi.gouv.fr/publication/la-strategie-de-la-france-en-matiere-de-cyberdefense-et-cybersecurite-2/>

Ceux rédigés par les gestionnaires de réseaux électriques :

- Le plan de défense et le plan de reconstitution, conçus par RTE et approuvés par la CRE dans les conditions définies par le règlement (UE) n°2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique,
- Le schéma décennal de développement du réseau élaboré par RTE
<https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/Sch%C3%A9ma%20d%C3%A9central%20de%20d%C3%A9veloppement%20de%20r%C3%A9seau%202019%20-%20Synth%C3%A8se%20%20%20English%20version.pdf>
- Les bilans prévisionnels
 - Pour la France métropolitaine continentale :
<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels>
 - Pour la Corse :
<https://corse.edf.fr/edf-en-corse/bilan-previsionnel-par-territoire/bilan-previsionnel-par-territoire>
 - Pour la Guadeloupe, Saint-Barthélemy et Saint-Martin :
<https://www.edf.gp/edf-en-guadeloupe/les-engagements-edf-dans-l-archipel-guadeloupe/bilan-previsionnel-par-territoire>
 - Pour la Guyane :
<https://www.edf.gf/edf-en-guyane/bilan-previsionnel-par-territoire/bilan-previsionnel-par-territoire#les-bilans-previsionnels-de-l-equilibre-offre-demande>
 - Pour La Réunion :
<https://reunion.edf.fr/edf-a-la-reunion/bilan-previsionnel-par-territoire/bilan-previsionnel-par-territoire>
 - Pour la Martinique :
<https://www.edf.mq/edf-en-martinique/les-engagements-edf-en-martinique/bilan-previsionnel-par-territoire>
 - Pour Mayotte :
<https://www.electricitedemayotte.com/publications-2/>
 - Pour la Nouvelle Calédonie :
<https://www.enercal.nc/publications>
 - Pour Saint-Pierre et Miquelon :
<https://www.edf.pm/edf-a-saint-pierre-et-miquelon/bilan-previsionnel-par-territoire/bilan-previsionnel-par-territoire>
- Les analyses saisonnières de RTE
<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnières>

- Le bilan de sureté de RTE publié chaque année

<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilans-surete>

En plus de ces différents documents, la préparation et la gestion de crise font l'objet de procédures opérationnelles détaillées au sein de chaque opérateur ou au sein des services de l'Etat. Certains documents peuvent ainsi ne pas être mentionnés dans le présent plan.

1.Scénarios de crise électrique

1.1. Définitions

Dans le *memorandum of understanding* du Forum pentalatéral de l'énergie, il a été convenu qu'une crise électrique était une situation actuelle ou imminente caractérisée par une pénurie importante et involontaire d'électricité. Il a été également convenu qu'une crise électrique régionale est une crise électrique qui touche simultanément plusieurs pays de la région du Forum pentalatéral de l'énergie.

1.2. Profils des crises ayant des conséquences sur le secteur de l'électricité

Entre la coupure ponctuelle d'un bâtiment à la suite d'un incident technique sur le réseau public et la coupure d'électricité de plusieurs millions de clients, l'éventail des « situations actuelles ou imminentes³ où il existe une pénurie importante d'électricité [...] ou dans laquelle il est impossible de fournir de l'électricité aux clients »⁴ est large.

Pour un même aléa considéré, les perturbations peuvent être d'ampleur différente en fonction de la situation - tant par la nature des conséquences que par leur durée - et nécessiter des réponses à différents niveaux.

Le fait de qualifier une situation de « crise » dépend de l'analyse des acteurs sur le moment. Il est par exemple possible qu'une crise pour un opérateur ne soit pas une crise pour les services de l'Etat. Il est également possible que cette qualification évolue dans le temps.

La qualification de « crise » ou l'absence de cette qualification par les acteurs définit le périmètre d'action et l'application de certaines procédures pour faire face à la situation. Pour un même aléa, l'implication des services de l'Etat n'est donc pas systématique.

Ce plan se concentre sur les conséquences possibles sur le système électrique. La prévention de certains risques et la gestion de certaines crises s'inscrivent dans un cadre plus large. Les acteurs impliqués et procédures applicables peuvent alors ne pas tous être référencés dans le présent document; la lecture du présent plan pourra donc être complétée par celle de documents sectoriels.

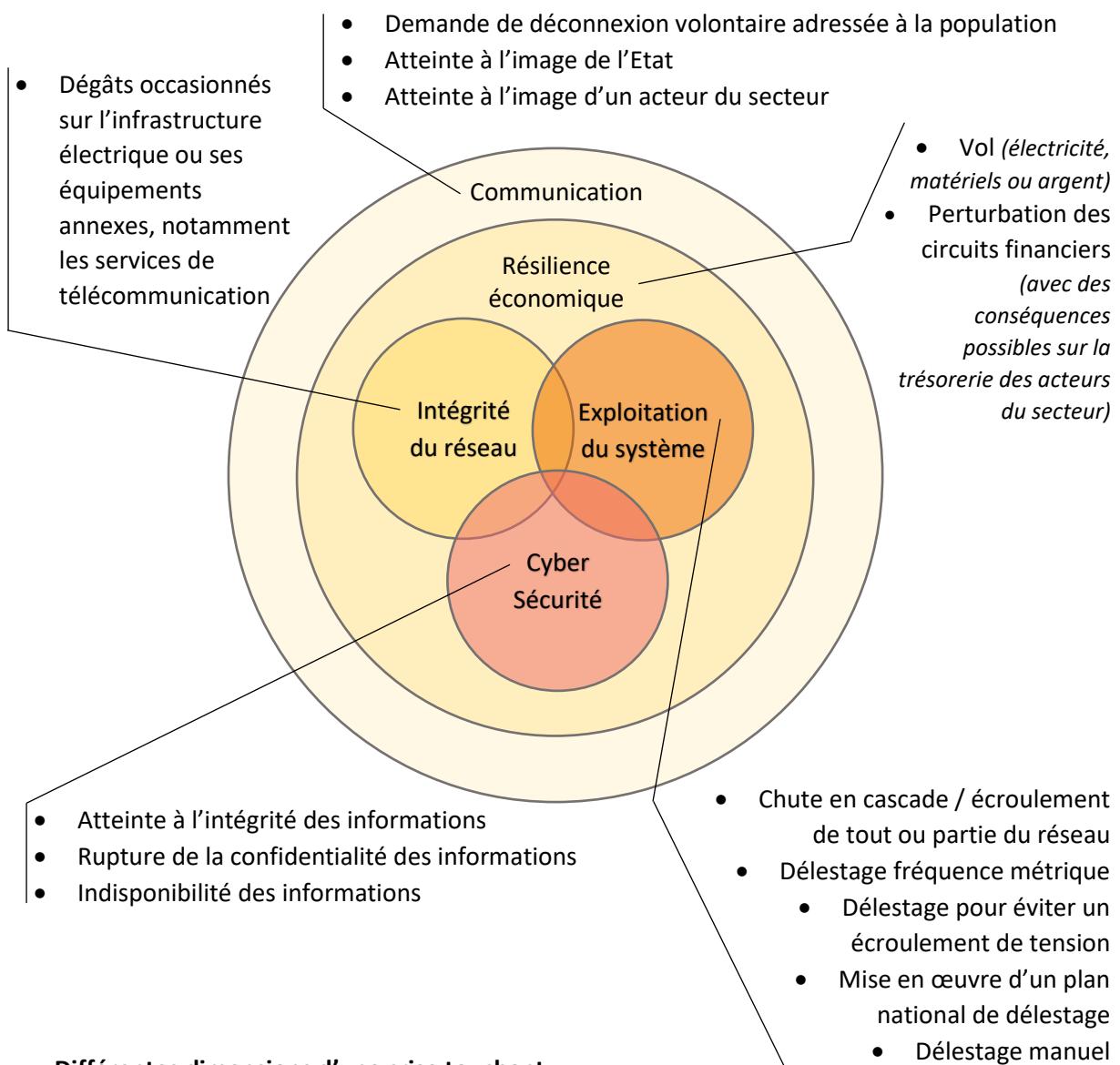
Dans le fonctionnement du système électrique, le délestage⁵ est une mesure à part : c'est une mesure de prévention de crise puisqu'il permet d'éviter un nombre plus important de coupures et la coupure de clients prioritaires. C'est également une mesure de gestion de crise puisqu'elle est prise en temps réel pour faire face à une situation exceptionnelle. Cette mesure conduisant à des coupures clients, elle nécessite par ailleurs la prise de mesures de gestion de crise complémentaires, notamment pour le maintien de l'ordre.

³ Exemples de situation imminentes : tempête annoncée, déséquilibre entre l'offre et la demande anticipé par les gestionnaires de réseau, connaissance d'un projet d'attaque terroriste.

⁴ Article 2 du règlement : « 9) « crises électrique », une *situation actuelle ou imminente dans laquelle il existe une pénurie importante d'électricité, telle que définie par les États membres et décrite dans leurs plans de préparation aux risques, ou dans laquelle il est impossible de fournir de l'électricité aux clients ;»*

⁵ Voir partie 4.3.2 pour plus de détails

Malgré la diversité de ces situations, les dimensions d'une crise touchant le secteur de l'électricité sont résumées dans le schéma suivant. **A l'exception des atteintes à l'image, chacune des dimensions mentionnées conduit ou peut conduire à la coupure d'électricité d'un ou plusieurs clients raccordés au réseau public d'électricité.**



1.3. Scénarios nationaux

En application de l'article 7 du règlement, le ministère chargé de l'énergie identifie les 29 scénarios nationaux suivants pour lesquels l'Etat ou les acteurs du système électriques prennent des mesures de prévention ou de gestion de crise :

- **Cyber-attaques**
 - Cyber-attaque d'une entité raccordée au réseau électrique
 - Cyber-attaque d'une entité non-raccordée au réseau électrique
- **Actes malveillants**
 - Attaque malveillante d'une infrastructure critique
 - Attaque malveillante d'un centre de contrôle
 - Menace envers certains employés
 - Attaque malveillante conduite par un employé ou un sous-traitant
- **Evènements météorologiques majeurs**
 - Tempête solaire
 - Tempête
 - Manchons de glace, neige collante et verglas
 - Dégâts multiples en raison de conditions météorologiques extrêmes
 - Vague de froid
 - Déluge et crue
 - Vague de chaleur
 - Sécheresse
- **Catastrophes naturelles**
 - Feux de forêt
 - Pandémie
 - Tremblement de terre
- **Défaillances techniques**
 - Incident local entraînant la perte de plusieurs éléments du réseau
 - Défaillances multiples et simultanées
 - Perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système
 - Défaillance d'un équipement très présent sur le réseau
- **Pénurie de combustibles**
 - Rupture de l'approvisionnement en combustible fossile
 - Pénurie de combustible nucléaire
- **Interaction non anticipée des règles du marché de l'électricité**
- **Evènements liés à l'intervention humaine**
 - Erreur humaine lors de l'exploitation du réseau
 - Manifestations, émeutes et actions envers des infrastructures
- **Autres**
 - Accident industriel ou nucléaire
 - Ecroulement du réseau / chute en cascade du réseau
 - Erreur exceptionnelle dans les prévisions météorologiques ou erreur dans les données utilisées

Ces scénarios s'appuient sur la définition des scénarios régionaux figurant dans le rapport de l'association ENTSO-E du 7 septembre 2020. Ce rapport n'est pas public et a été élaboré en application de l'article 6 du règlement.

1.4. Scénarios régionaux

Certains scénarios nationaux peuvent avoir des conséquences dépassant les frontières françaises et, selon les conditions initiales qui s'appliquent, avoir des conséquences sur l'ensemble de la plaque synchrone européenne.

L'interdépendance de tous les pays de la zone synchrone européenne est illustrée par différents incidents et notamment par trois ruptures de synchronisme :

- L'incident du 4 novembre 2006, dont l'origine est en Allemagne et ayant conduit, en France, au délestage automatique de 6,3 GW.
- L'incident du 8 janvier 2021, dont l'origine est en Croatie et ayant conduit, en France, à l'interruption instantanée de 1,3 GW de consommation de clients industriels,
- L'incident du 24 juillet 2021, dont l'origine est en France et ayant conduit au délestage automatique de 3,6 GW en Espagne, 0,7 GW au Portugal et 0,07 GW en France.

Le règlement définit une région comme « *un groupe d'États membres dont les gestionnaires de réseau de transport partagent le même centre de coordination régional, tel que visé à l'article 36 du règlement (UE) 2019/943* ».

En application de la décision 10/2020 du 6 avril 2020 de l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)⁶, la France appartient à la région d'exploitation du réseau « Europe centrale »⁷.

Cette région associe la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Luxembourg, la Pologne, l'Autriche, la Hongrie, la République Tchèque, la Slovaquie, le Portugal, l'Espagne, l'Italie, la Roumanie, la Slovénie, la Croatie et la France.

Au sein de chaque région, la coordination entre les gestionnaires de réseau de transport d'électricité s'articule notamment autour :

- Des zones d'enchère (une zone pour la France métropolitaine continentale) ;
- Des régions de calcul de capacité (la France métropolitaine continentale appartient à trois régions de calcul de capacité : Centre de l'Europe dite « Core », Italie Nord et Europe du Sud-Ouest dite « SWE⁹ ».) ;
- Des zones de coordination des indisponibilités qui s'appuient pour la France sur les régions du calcul de capacité.



RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité en France métropolitaine

⁶ En anglais.

⁷ Voir :

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C9/ACER%20Decision%2010-2020%20on%20SOR%20-20Annex%20I.pdf

⁸ En anglais dans la décision : « Central Europe System Operation Region »

⁹ En anglais : South-West Europe - SWE

continentale, est membre de l'entreprise Coreso qui assure aujourd'hui la mission de centre de coordination régional.

Les statuts de Coreso seront prochainement soumis à l'approbation des régulateurs et pourront donc évoluer à court terme.

Dans le domaine de l'électricité, la France est par ailleurs membre de trois groupes de coopération :

- Le forum pentalatéral de l'énergie¹⁰ qui associe l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Suisse et la France sur l'ensemble des sujets liés au fonctionnement du système électrique,
- La coopération sur l'énergie en mer du Nord¹¹ qui associe l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, l'Irlande, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, la Suède et la France sur le développement de l'éolien en mer du Nord et sur les évolutions possibles en matière d'interconnexion et de fonctionnement du marché de l'électricité,
- Le groupe à haut niveau sur les interconnexions pour l'Europe du sud-ouest qui associe la Commission Européenne, l'Espagne, le Portugal et la France.

¹⁰ En anglais : Pentalateral Energy Forum - PLEF

¹¹ En anglais : North Sea Energy Cooperation - NSEC

2. Autorité compétente pour la mise en œuvre du règlement (UE) n°2019/941

L'autorité compétente pour la mise en œuvre du règlement est le ministère chargé de l'énergie, soit le ministère de la Transition écologique¹².

En application du décret n°2020-869 du 15 juillet 2020 relatif aux attributions du ministre de la Transition écologique, le ministre de la Transition écologique prépare et met en œuvre la politique du Gouvernement dans les domaines du développement durable, de l'environnement, notamment de la transition énergétique et de l'énergie, du climat, de la prévention des risques naturels et technologiques, de la sécurité industrielle, des transports et de leurs infrastructures.

Au sein du ministère de la Transition écologique, quatre directions générales travaillent à renforcer la résilience du système électrique.

Deux directions générales travaillent spécifiquement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité: le Secrétariat général (SG), qui comprend notamment le service du Haut fonctionnaire de défense et de sécurité (SHFDS), et la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

Ces directions générales travaillent en coordination avec la direction générale de la prévention des risques (DGPR) et la direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN). La DGPR porte la politique de la prévention des risques naturels et industriels. La DGALN porte notamment les politiques d'aménagement du territoire et de gestion de la ressource en eau. Elle définit la réglementation relative à la construction des bâtiments.

Ces directions générales se coordonnent avec les autres ministères, notamment les services du Premier ministre et le ministère de l'Intérieur compétents en matière de gestion de crise.

¹² Notification à la Commission Européenne par Note des Autorités Françaises du 23 décembre 2019.

3. Coordinateur de crise



En cas de crise majeure, le Premier ministre exerce la responsabilité de direction de crise dans sa dimension politique et stratégique, s'appuyant sur le Secrétariat général de la défense et de la sécurité nationale (SGDSN), sur le Service d'information du Gouvernement (SIG), et, le cas échéant, sur le Secrétariat général des affaires européennes (SGAE) ou sur le Secrétariat général à la mer (SG Mer). Il s'appuie également sur une cellule interministérielle de crise (CIC) pour assurer la réponse gouvernementale à l'échelon politico-stratégique de l'État. Pour ce faire, il peut en confier la conduite opérationnelle à un ministre dit « menant » qu'il désigne en fonction de la nature des événements, du type de crise ou de l'orientation politique qu'il entend donner à son action.

Toutefois, conformément aux dispositions du code de la Défense, le Premier ministre confie en principe la conduite opérationnelle de la crise :

- Au ministre de l'Intérieur lorsque la crise a lieu sur le territoire national ;
- Au ministre des Affaires étrangères pour les crises externes.

Les responsabilités gouvernementales pour la préparation et la gestion des crises majeures sont détaillées dans la circulaire du Premier ministre n°6095-SG datée du 1^{er} juillet 2019¹³ et s'appuient sur les principes suivants :

- Pour la gestion des crises majeures, les responsabilités dévolues au Premier ministre, en liaison avec le Président de la République, impliquent la mise en place d'une organisation spécifique ;
- Chaque ministre est responsable de la préparation et de l'exécution des mesures de défense et de sécurité nationale relevant de son ministère.

Les objectifs sont d'assurer la protection de la population et du territoire, de maintenir le fonctionnement des pouvoirs publics et d'assurer la continuité de la vie de la Nation.



3.1. Répartition des responsabilités

Le Président de la République « assure par son arbitrage, le fonctionnement régulier des pouvoirs publics ainsi que la continuité de l'État » (article 5 de la Constitution du 4 octobre 1958). Il dispose du conseil de défense et de sécurité nationale qui arrête les décisions en matière de direction politique et stratégique de réponse aux crises majeures (article L. 1111-3 du code de la défense).

Le Premier ministre « dirige l'action du Gouvernement » (article 20 de la Constitution). À ce titre, il « prépare et coordonne l'action des pouvoirs publics en cas de crise majeure » (article L. 1131-1 du code de la défense).

¹³ Circulaire n° 6095-SG du 1er juillet 2019 relative à l'organisation gouvernementale pour la gestion des crises majeures.

Chaque ministre est responsable, sous l'autorité du Premier ministre, de la préparation et de l'exécution des mesures de défense et de sécurité nationale sur son périmètre de compétence (article L. 1141-1 du code de la défense). Cette responsabilité est globale et nécessite que les ministres s'organisent, dans leur champ de compétence, pour apporter leur contribution à l'action du Gouvernement, aussi bien dans la conduite de crise que dans la mise en œuvre des politiques de prévention. À cette fin, ils mobilisent non seulement leurs services mais aussi les opérateurs de leurs secteurs d'activité pour l'analyse et la résolution des crises.



3.2. Domaines spécifiques de responsabilité de certains ministres

Les ministres chargés de l'Environnement, des Transports, de l'Énergie et de l'Industrie, soit les ministres de la Transition écologique et de l'Economie, des Finances et de la Relance à la date du présent plan, sont responsables, chacun en ce qui le concerne, en matière de maîtrise des risques naturels et technologiques, de transports, de production et d'approvisionnements énergétiques ainsi que d'infrastructures, de la satisfaction des besoins de la défense et de la sécurité nationale et, en toutes circonstances, de la continuité des services (article L. 1142-9 du code de la défense).

Le ministre de l'Intérieur est responsable de l'anticipation et du suivi des crises susceptibles d'affecter la sécurité intérieure et la sécurité civile. Il est chargé de la conduite opérationnelle des crises sur le territoire de la République (article L. 1142-2 du code de la défense). Il doit également, au titre de la préparation à la gestion des crises, s'assurer de la transposition et de l'application au niveau déconcentré des plans gouvernementaux.

Le ministre des Affaires étrangères coordonne la gestion des crises extérieures ainsi que la planification civile associée avec le concours de l'ensemble des ministères et des services de l'État concernés (article L. 1142-6 du code de la défense).

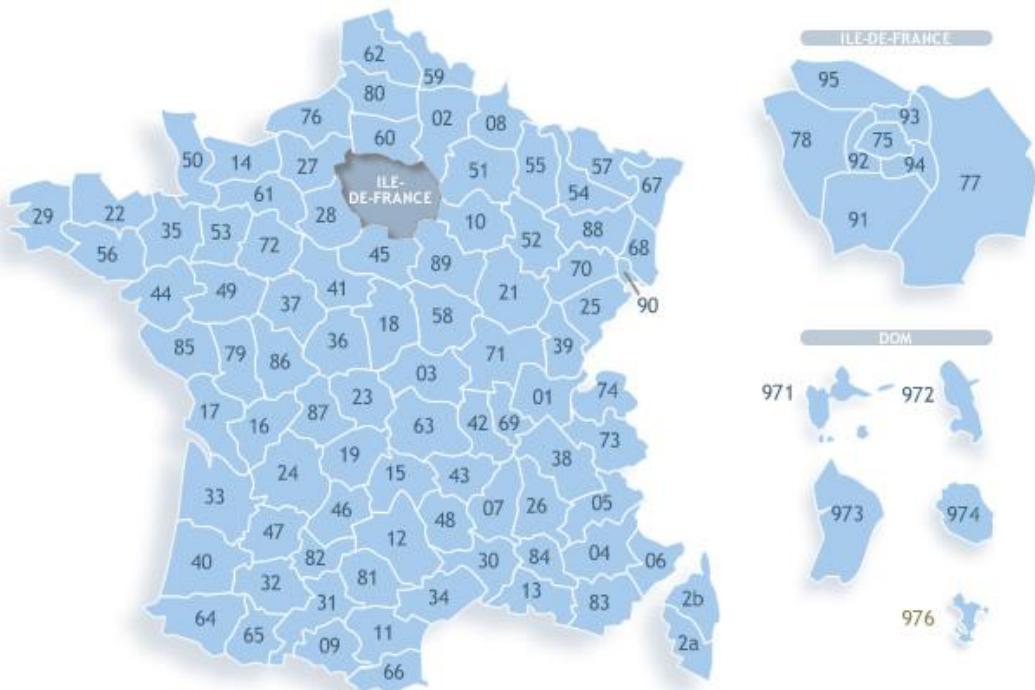
Le ministre de la Défense est responsable de l'anticipation et du suivi des crises intéressant la défense, sur terre et en mer (articles L. 1142-1 et R. 3121-1 du code de la défense).



3.3. Les services déconcentrés de l'Etat

Les services de l'Etat français sont organisés autour de plusieurs échelons comprenant notamment deux échelons compétents en matière de gestion de crise :

- **Le département**



Carte des départements français

- **La zone de défense et de sécurité** (comprend une ou plusieurs régions, qui comprennent elles-mêmes plusieurs départements).



Carte des zones de défense et de sécurité en France métropolitaine

Dans ce contexte administratif, la gestion territoriale de réponse à la crise répond au principe de subsidiarité dans un souci d'efficacité.

Le nombre des services territoriaux concernés impliqués sur la gestion d'une crise est fonction de l'étendue géographique de la crise. Dès lors qu'une portion quelconque du territoire d'une zone de défense est touchée, l'ensemble des échelons territoriaux immédiatement supérieurs à ce territoire devient partie prenante de l'organisation nationale de réponse à la crise et activent leur centre opérationnel.

Le préfet de zone de défense et de sécurité constitue le premier échelon territorial compétent. Via le centre opérationnel de zone (COZ), il fait connaître à la cellule interministérielle de crise (CIC) et aux cellules ministérielles de crise la gravité de la situation sur son aire géographique et les actions entreprises. Il coordonne les actions des services régionaux ou départementaux compétents et est le correspondant privilégié des directions régionales des opérateurs. Il fixe les priorités d'action sur son territoire et fournit des renforts aux départements.

Les préfets de département sont chargés de la direction des opérations et de la gestion de crise au niveau territorial. Ils mobilisent et coordonnent l'ensemble des acteurs publics et privés nécessaires. Le centre opérationnel départemental (COD) est le lieu de décision, de centralisation de l'information et de rencontre des acteurs de terrain mobilisés par le préfet.



En cas de crise ayant des conséquences sur le secteur de l'électricité, les services déconcentrés compétents pour appuyer le ou les Préfets impliqués pour ce qui concerne la sécurité d'alimentation en électricité sont, à travers la mission « sécurité défense » ou à travers le service chargé de l'énergie :

- En France métropolitaine à l'exception de l'Île-de-France, la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL),
- En Île-de-France, la Direction régionale et interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports (DRIEAT),
- En Guadeloupe, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion, la Direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DEAL),
- En Guyane, la direction générale Territoires et mer (DGTM),
- A Saint-Pierre-et-Miquelon, la Direction des Territoires, de l'Alimentation et de la Mer (DTAM).

Le rôle de ces services est précisé par l'instruction du Gouvernement du 22 août 2014 « *relative au rôle des DIRM, DM, DREAL, DRIEA, DRIEE, DRIHL, DEAL, DIR dans la prévention des crises et la gestion des situations d'urgence et de post-crise dans les domaines de compétence du ministère de l'énergie, du développement durable et de l'énergie et du ministère du logement et de l'égalité* ». Cette instruction prévoit notamment que « *dans le cadre de la prévention et de la préparation des crises et de la gestion des situations d'urgence, [ces services] interviennent en responsabilité directe pour le secteur de l'énergie* ». »

En France métropolitaine et à l'exception des quatre départements de Paris (75), des Hauts-de-Seine (92), de la Seine-Saint-Denis (93) et du Val-de-Marne (94), les DREAL et la DRIEAT interviennent en coordination avec les directions départementales des territoires¹⁴ (DDT).

En application de l'instruction du secrétariat général du Gouvernement (SGG) du 7 octobre 2014 relative au rôle des directions départementales interministérielles¹⁵ (DDI) dans la prévention, la gestion de la crise et de la post-crise, l'apport des DDT(M) consiste en la connaissance des enjeux et de leur vulnérabilité aux différents aléas exposant le territoire et le recensement des moyens et méthodes d'intervention. Les DDT(M) ont un rôle d'intégration, de synthèse et de coordination au niveau départemental de la remontée d'information et de l'action des autres services et organismes publics ou privés en charge de missions de service public.



3.4. La commune, collectivité territoriale de proximité

Parmi les collectivités françaises, la commune est l'échelon territorial de proximité. Au 1^{er} janvier 2021, la France compte 34 965 communes.

En cas de crise, les maires sont chargés de la gestion de la crise sur le territoire de leur commune. Ils mettent en application les plans communaux de sauvegarde (PCS) pour les communes qui en sont dotées. Les établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre sont également dotés de plans intercommunaux de sauvegarde.

¹⁴ Ou direction départementale des territoires et de la mer (DDTM) pour les départements côtiers.

¹⁵ Les DDI comprennent les DDT, les DDTM, les directions départementales de la cohésion sociale (DDCS), les directions départementales de la protection des populations (DDPP) et les directions départementales de la cohésion sociale et de la protection des populations (DDCSPP).

Les Maires mettent en place les « lieux de vie » et sont les correspondants des opérateurs et des services de l'Etat. Ils mettent en œuvre, avec les services communaux, les premières mesures de réponse locale à la crise (actions de proximité et de soutien aux populations) et prennent toute disposition nécessaire pour la continuité des activités en attendant le retour à la normale, avec l'appui des intercommunalités.

Le poste de commandement communal (PCC) centralise les informations, coordonne et dirige les opérations des acteurs locaux. Mis en place à l'initiative du maire, il est en relation avec le centre opérationnel départemental du préfet de département.

Lors d'une crise dans le secteur de l'électricité et lorsqu'une commune n'exerce pas en propre la compétence de concession du réseau public de distribution d'électricité, cette commune s'appuie en tant que de besoin sur l'expertise de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE) compétente sur son territoire.

En application des articles L. 2212-1 et L. 2212-2 du code général des collectivités territoriales, le maire est chargé, sous le contrôle administratif du préfet de département, de la police municipale. Cette police a pour objet d'assurer le bon ordre, la sûreté, la sécurité et la salubrité publiques. Cela comprend notamment ce qui intéresse la sûreté et la commodité du passage dans les rues, quais, places et voies publiques, dont l'éclairage.

4. Procédures et mesures nationales en cas de crise électrique

4.1. Procédures à suivre en cas de crise électrique

D'une manière générale, la gestion de crise s'articule autour :

- D'une veille permanente,
- De l'armement de cellules de crise pour faire face à certaines situations,
- De la mise en œuvre d'une planification réalisée à froid,
- De la mise en œuvre de mécanismes de flux d'information définis à froid.

4.1.1. Une veille permanente



Les services de l'Etat s'appuient sur le réseau des centres de veille et d'alerte et des centres opérationnels ministériels composé de douze centres permanents et de onze centres opérationnels activés en fonction du profil de la crise.

Au niveau déconcentré, les zones de défense et de sécurité ainsi que les préfectures de département disposent de leurs propres équipes chargées de la veille sur leur territoire.

4.1.2. Armement des cellules de crise et gestion de crise



L'armement d'une cellule de crise est une décision en opportunité de chaque autorité sur son périmètre de compétence (service de l'Etat, collectivité, opérateurs).

Dès qu'une cellule de crise est activée, elle en informe les autres autorités susceptibles de contribuer à la gestion de crise. Les cellules de crise activées se coordonnent dans le respect des responsabilités détaillées dans la partie 3 et en tenant compte de la subsidiarité des organisations.

La composition d'une cellule de crise est déterminée en fonction de l'évènement et dans les conditions définies par les procédures internes de chaque autorité. Les services de l'Etat peuvent ainsi demander la représentation d'aucun, d'un ou plusieurs opérateurs au sein de leurs cellules de crise.

La réponse de l'Etat est proportionnée à la situation.

Extrait du guide ORSEC départemental et zonal relatif au rétablissement et approvisionnement d'urgence des réseaux d'électricité, communications électroniques, eau, gaz, hydrocarbures.

« La réponse opérationnelle dans la gestion des réseaux peut être schématiquement découpée en plusieurs niveaux. (Cf. schéma ci-après)

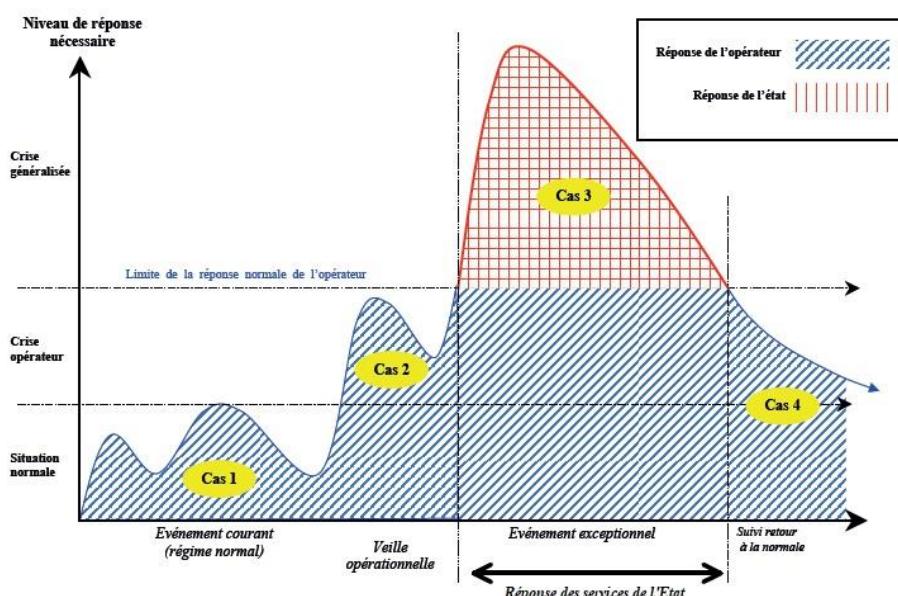
Cas 1 : Ce niveau correspond au fonctionnement normal du réseau. L'opérateur est sollicité pour fournir les services prévus et alimenter le réseau. Ce niveau de réponse correspond également au traitement des incidents courants.

Cas 2 : Ce niveau correspond aux situations où l'opérateur est confronté à un événement qui affecte le fonctionnement normal de son réseau. Il s'agit des situations de « crise » pour l'opérateur et ce dernier décide alors d'utiliser des procédures internes de gestion de crise. Celles-ci font en principe appel à une organisation et des moyens différents de ceux utilisés dans le cadre du fonctionnement normal. Dans certains cas, ces crises générées par l'opérateur ne sont pas perceptibles par les utilisateurs des réseaux.

Cas 3 : Il existe des situations où les perturbations sont telles que, face aux besoins de la population, la réponse qui doit être apportée dépasse les capacités mêmes de l'opérateur. L'Etat décide alors d'intervenir en appui aux opérateurs impactés, dont la réponse opérationnelle propre maximale est maintenue. Ce sont des événements exceptionnels.

Cas 4 : Au fur et à mesure de l'amélioration de la situation, la réponse de l'Etat se réduit progressivement jusqu'au moment où l'opérateur peut gérer seul la situation. [Lorsqu'elle prend fin], les actions de l'opérateur doivent se poursuivre jusqu'au retour complet au fonctionnement normal du réseau concerné.

Il est à noter qu'en fonction de la brutalité et de la soudaineté de l'événement, il est possible de passer directement du fonctionnement normal à un événement exceptionnel ; c'est le cas des fortes tempêtes, par exemple. Dans ce cas, si l'événement est prévisible, il est précédé d'une mise en vigilance et/ou d'une alerte quelques heures avant l'arrivée du phénomène. Cette période est mise à profit par les opérateurs et les pouvoirs publics pour prendre toutes dispositions préparatoires. Ces dispositions peuvent au mieux être prévues dans les planifications respectives des acteurs. »



La réponse de l'opérateur complétée par la réponse de l'Etat

4.1.3. Planification opérationnelle de gestion de crise



La planification opérationnelle nationale de gestion de crise ayant des conséquences sur le secteur de l'électricité en vigueur est le plan national de continuité électrique n°600/SGDN/PSE/PPS du 18 septembre 2009.

Au niveau local, le dispositif ORSEC (Organisation de la Réponse de Sécurité Civile) est le programme d'organisation des secours en cas de crise. Il permet une mise en œuvre rapide et efficace de tous les moyens nécessaires sous l'autorité du préfet.

Ce dispositif prévoit :

- Des dispositions générales applicables en toutes circonstances,
- Des dispositions propres à certains risques particuliers ou liées au fonctionnement d'installations déterminées (plans particuliers d'intervention notamment).

La stratégie française en matière de défense et de sécurité des systèmes d'information¹⁶ complète ces plans opérationnels et impulse une démarche nationale en matière de cyber sécurité.

4.1.4. Mécanismes de flux d'information

Les mécanismes de flux d'information sont adaptés à l'évènement, tout en respectant les conditions suivantes :

- Les acteurs du secteur informent les services de l'Etat :
 - Dans le respect de leurs obligations réglementaires¹⁷, notamment l'article R. 323-38 du code de l'énergie,
 - Dans le cadre des conventions conclues entre l'Etat d'une part et RTE ou Enedis d'autre part
 - Sur décision interne.
- Chaque cellule de crise armée informe de son activation dans les conditions définies en interne. Cette information est importante puisqu'elle peut changer les coordonnées des interlocuteurs par rapport au fonctionnement normal et aux dispositifs de veille, d'astreinte ou de permanence.
- Les acteurs du secteur partagent en priorité les informations utiles avec la cellule de crise de l'Etat correspondant à leur niveau de responsabilité (national, zonal ou départemental).
- Afin de tenir compte du principe de subsidiarité structurant l'organisation des services de l'Etat :
 - Les points de situation sont diffusés à l'ensemble des services de l'Etat concernés,



¹⁶ https://www.ssi.gouv.fr/uploads/IMG/pdf/2011-02-15_Defense_et_securite_des_systemes_d_information_strategie_de_la_France.pdf

¹⁷ En application de l'article R. 323-38 du code de l'énergie, « *le gestionnaire d'un réseau public d'électricité ou le titulaire d'une autorisation de ligne directe portent, sans délai, à la connaissance du préfet [...] tout accident survenu sur un ouvrage dont il assure l'exploitation ainsi que tout autre événement affectant la sécurité de l'exploitation ou la continuité du service.* »

En application de l'article 3 de l'arrêté du 26 septembre 2014 précisant les modalités de déclaration des accidents et grands incidents d'exploitation des réseaux publics d'électricité et des autres réseaux d'électricité, les gestionnaires de réseaux informent les préfectures en cas de :

« – interruptions d'alimentation de plus de 100 000 consommateurs pendant plus d'une demi-heure
– impossibilités d'injection des producteurs raccordés en HTA pendant plus de douze heures ». »

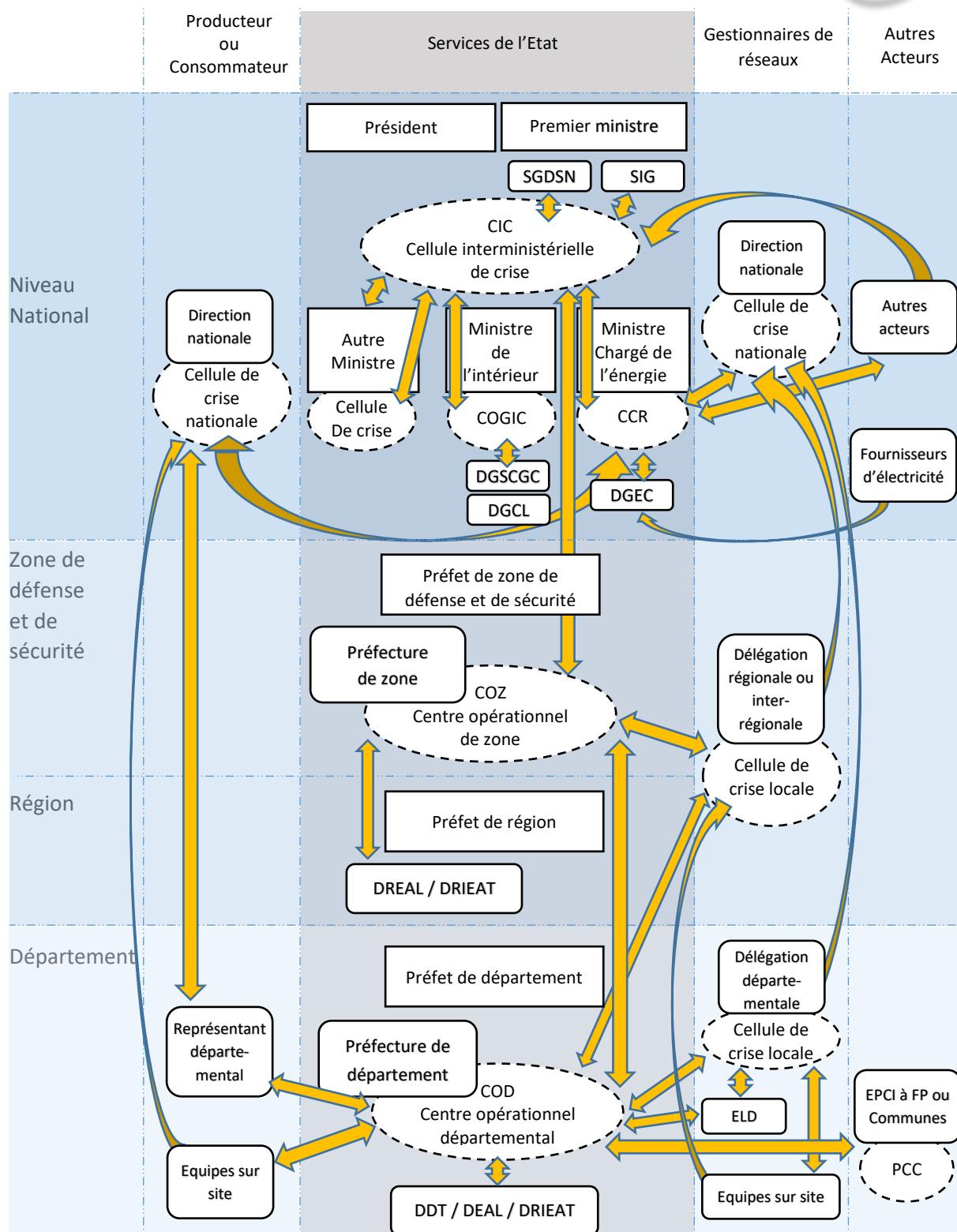
- Chaque cellule de crise se coordonne, en tant que de besoin et à son niveau de compétence, avec les représentants des acteurs.

En fonction de la nature de l'évènement, des boucles d'information spécifiques se mettent en place afin d'appuyer la prise de décision en cellule de crise (ex : entre services techniques ou entre services communication de l'administration et des acteurs du secteur).



En cas de crise touchant à la cybersécurité, une boucle spécifique d'échange d'information est mise en place entre l'agence nationale pour la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) et l'opérateur ou les opérateurs concernés, avec l'appui du ministère chargé de l'énergie si nécessaire.

Les principaux échanges d'information¹⁸ peuvent être schématisés comme ci-dessous.



Note : Les abréviations sont détaillées sur la page suivante.

¹⁸ Indicatif et non exhaustif

CCR : centre de crise de Roquelaure

CIC : Cellule Interministérielle de Crise

COGIC : centre opérationnel de gestion interministérielle des crises

DDT : direction départementale des territoires

DEAL : direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement

DGCL : direction générale des collectivités locales

DGEC : direction générale de l'énergie et du climat

DGSCGC : direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises

DREAL : direction régionale de l'environnement de l'aménagement et du logement

DRIEAT : direction régionale et interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports

ELD : entreprise locale de la distribution

EPCI à FP : établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre

PCC : poste de commandement communal

SIG : service d'information du Gouvernement

SGDSN : Secrétariat général à la défense et à la sécurité nationale

4.2. Mesures préventives et préparatoires

Pour les acteurs du système électrique, notamment pour les gestionnaires de réseau, les mesures préventives et préparatoires s'articulent autour :

- Du management interne des risques et de la politique d'audit interne des opérateurs,
- D'une politique de gestion de crise et de préparation à la crise,
- D'un dispositif de veille et d'alerte interne à chaque entreprise,
- Du contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages en application de l'article R 323-30 du code de l'énergie
- De la maintenance préventive des infrastructures,
- Des choix d'investissement,
- De la formation, du compagnonnage et de l'entraînement des personnels.

Pour les services de l'Etat, les mesures préventives et préparatoires s'articulent autour de :

- La politique d'aménagement du territoire,
- La politique de prévention des risques naturels,
- La politique de prévention des risques industriels,
- Les règles de construction des bâtiments,
- La planification de la gestion de crise,

- Les règles de dimensionnement des réseaux d'électricité sur le territoire national,
- Le contrôle du respect des obligations du gestionnaire de réseau de transport ou du titulaire d'autorisation d'une ligne directe en matière de contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages en application de l'article R. 323-31 du code de l'énergie,
- L'obligation de disposer de moyens de secours autonomes pour certains sites.



Sur ces différents points, les acteurs du système électrique et les services de l'Etat structurent leurs démarches en coordination et selon un schéma commun qui consiste à :

1. Anticiper à partir des évènements connus, répertorier et modéliser,
2. Adapter en conséquence les évolutions programmées du réseau,
3. Définir les critères de dimensionnement des réseaux électriques,
4. Assurer une veille permanente dans le secteur de l'électricité,
5. Planifier et anticiper dans la mesure du possible la gestion de crise.



Les mesures préventives et préparatoires spécifiques à certains scénarios sont détaillées dans les fiches annexées au présent plan.

En application de l'article L. 131-1 du code de l'énergie, dans le respect des compétences qui lui sont attribuées, la CRE concourt au bon fonctionnement du marché de l'électricité au bénéfice des consommateurs finals en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique française.

En application de l'article L. 134-1 du code de l'énergie, la CRE précise certaines règles relatives aux missions des gestionnaires de réseaux, au fonctionnement du système électrique et au raccordement au réseau public.

Par sa mission de régulateur du secteur, la CRE participe donc à l'anticipation et à la prévention de certaines crises.

4.2.1. Anticiper à partir des évènements connus, répertorier et modéliser

L'Etat français et les opérateurs disposent de nombreuses données techniques et de données relatives aux évènements passés. Ces données permettent de documenter l'exposition des territoires et servent à modéliser les conséquences potentielles d'évènements réguliers ou exceptionnels.



Pour l'Etat français, ces données constituent le socle de la politique de prévention des risques naturels¹⁹, de celle de prévention des risques technologiques et de celle spécifique au nucléaire, toutes trois portées par le ministère de la Transition écologique.

Ces politiques s'inscrivent dans une règlementation et des stratégies nationales et européennes, déclinées à une échelle locale adaptée en fonction du risque considéré. Elles influencent soit les règles constructives applicables à tous les bâtiments, soit la réglementation technique du secteur de l'électricité, soit les choix d'aménagement du territoire, soit les trois.

¹⁹ <https://www.ecologie.gouv.fr/prevention-des-risques-naturels>

Les opérateurs disposent quant à eux de données propres, analysées et traitées à travers leur système interne de management des risques.



Ce système peut être lié au contrôle budgétaire. L'optimisation des coûts sert en effet à renforcer la résilience du territoire en réduisant :

- Les coûts des opérateurs et par conséquent les frais à engager pour chaque réparation,
- Le nombre d'incidents à travers le remplacement anticipé des équipements susceptibles de faire défaut.

A une exception près, ces données ne sont pas publiées. RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité publie chaque année son bilan de sûreté²⁰ qui fournit « *les principaux éléments relatifs à la sûreté de fonctionnement du système électrique pour l'année écoulée* ».

4.2.2. Adapter les évolutions programmées du réseau électrique

En application des articles L. 141-8 et L. 141-9 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France métropolitaine continentale et les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental élaborent un bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité dans leur zone de desserte respective.

En France métropolitaine continentale, en application de l'article 51 de la directive (UE) 2019/944 pour le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, en application de l'article 32 pour le gestionnaire de réseau de distribution désigné par l'Etat français, RTE, Enedis et les entreprises locales de la distribution (ELD) de plus de 100 000 clients élaborent, chacun pour le réseau dont il assure la gestion, un plan de développement du réseau²¹.

Le choix des données d'entrée des différentes modélisations détermine la capacité du réseau à être résilient face à certaines situations. En France métropolitaine continentale, RTE réalise ainsi des simulations à partir de scénarios météorologiques exceptionnels afin de valider ses projections relatives à la sécurité d'approvisionnement.

Les plans de développements sont par ailleurs des outils mobilisés pour renforcer la résilience de certains territoires, que ce soit par la création de nouveaux ouvrages ou par l'adaptation des ouvrages existants. En matière de création d'ouvrages, un exemple d'envergure est le « filet de sécurité » de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Le filet de sécurité correspond à un ensemble de nouvelles lignes du réseau de transport dimensionné pour faire face aux feux de forêt et aux possibles mises hors tension des lignes 225kV qui alimentaient historiquement l'Est de la région. En matière d'adaptation, la relocalisation de transformateurs devant être renouvelés et initialement situés en zone inondable dans des postes hors zone inondable ou le plan de sécurisation mécanique de 2,4 Md€ (2017) investis en quinze ans à la suite de la tempête de 1999 sont deux exemples.

Les choix d'investissements sur le réseau de distribution sont définis en relation avec les autorités organisatrices de la distribution (AODE) propriétaires des réseaux de distribution ; ce dialogue permet d'adapter les décisions aux spécificités des territoires.

²⁰ <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-service/le-bilan-surete-de-rte.html>

²¹ Pour RTE : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/Sch%C3%A9ma%20d%C3%A9veloppement%20de%20r%C3%A9seau%202019%20-%20Synth%C3%A8se%20E2%80%93%20English%20version.pdf>

4.2.3. Définir les critères techniques de dimensionnement des réseaux électriques

En France, le dimensionnement technique des ouvrages du système électrique est notamment défini réglementairement par :

- L'arrêté technique du 17 mai 2001 *fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique*, notamment son article 13 relatif au critère de résistance mécanique attendue.
- L'arrêté du 9 juin 2020 *relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité* qui détermine notamment les conditions dans lesquelles les installations de production doivent continuer d'injecter sur le réseau électrique et celles dans lesquelles un réseau de distribution est raccordé au réseau de transport de l'électricité.

Les gestionnaires de réseau adaptent, dans la limite des dispositions réglementaires, ces critères en fonction des caractéristiques des territoires sur lesquels ils opèrent et en fonction de leur stratégie industrielle. Les règles de dimensionnement des ouvrages figurent dans la documentation technique de référence (DTR) de chaque gestionnaire.

4.2.4. Une veille permanente dans le secteur de l'électricité

 Parmi les centres de veille permanents mentionnés en partie 3.1.1, deux sont plus particulièrement susceptibles de recueillir les informations relatives à une crise avérée ou imminente dans le secteur de l'électricité :

- Le centre ministériel de veille opérationnelle et d'alerte (CMVOA), centre de veille du ministère de la Transition écologique, en relation permanente avec les principaux opérateurs du secteur de l'électricité, notamment les gestionnaires de réseaux et le principal producteur,
- Le centre de veille du ministère de l'Intérieur.

Le CMVOA relaie une fois par jour un bulletin recensant l'ensemble des évènements marquants dont il a connaissance. Ce bulletin est adressé aux administrations centrales du ministère, aux autres ministères, notamment au ministère de l'Intérieur, aux préfectures et aux services déconcentrés compétents sur le périmètre d'action du ministère.

En fonction des évènements, il peut émettre des bulletins spécifiques et actualiser plus d'une fois par journée le point de situation.

4.2.5. Planifier et anticiper la gestion de crise

A tous les niveaux – national, zonal, départemental ou à l'échelle du site – les acteurs publics et privés du secteur de l'électricité se préparent à faire face à différents aléas. Les plans et les procédures en vigueur sont détaillés en annexe I.

 Pour les services de l'Etat, les dispositifs cadres pour préparer une crise dans le secteur de l'électricité sont ceux précisés en partie 4.1.3.

L'anticipation correspond à la possibilité pour les services de l'Etat, les gestionnaires de réseau et les autres acteurs du secteur de l'électricité de renforcer leur vigilance et de pré-positionner des moyens humains ou du matériel pour faire face à certaines situations.

A titre d'illustration, en cas d'évènement météorologique pouvant occasionner des dégâts multiples sur le réseau électrique, les gestionnaires de réseau de distribution EDF SEI et Enedis pré-mobilisent sur leur territoire de compétence leurs équipes, notamment la « force d'intervention rapide électricité » (FIRE) dans le cas d'Enedis. Ces évènements climatiques font en effet l'objet d'un suivi et d'alertes spécifiques internes aux gestionnaires.

4.3. Mesures visant à atténuer ou résorber les crises électriques

Comme indiqué sur le schéma « *La réponse de l'opérateur complétée par la réponse de l'Etat* » en partie 4.1.2, les acteurs du secteur sont les premiers à prendre des mesures relatives à la gestion d'une crise. Ces mesures sont qualifiées soit de fondées sur le marché de l'électricité, soit de « hors marché ».

En fonction de la situation, les services de l'Etat complètent ces mesures avec celles relevant de leur compétence.

4.3.1. Mesures fondées sur le marché et activées par les gestionnaires de réseau

Dans un premier temps, les gestionnaires utilisent les mesures suivantes fondées sur le marché qui permettent d'adapter l'exploitation du système aux aléas inhérents au fonctionnement du système électrique et d'atténuer les conséquences de tout évènement.

En France métropolitaine continentale, ces mesures sont :

- Le redispatching²² ou l'échange de contrepartie²³ tels que définis à l'article 2 du règlement (UE) 2019/943 relatif au marché intérieur de l'électricité et dans les conditions définies par la règlementation européenne,
- L'utilisation des réserves primaire, secondaire et tertiaire.

Les réserves primaire et secondaire (dites « services système fréquence ») sont activées automatiquement pour contenir la déviation de fréquence, rétablir la fréquence à 50 Hz et ramener à leur valeur prévue les échanges d'énergie aux frontières.

La réserve primaire est activée de manière décentralisée au niveau de chaque groupe de production, installation de consommation ou installation de stockage. Elle démarre 2 secondes après la variation de fréquence²⁴ et son activation complète est attendue en 30s conformément à l'article 154 du règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur l'exploitation du réseau de transport d'électricité. Elle doit pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production, soit une puissance de 3 000 MW au niveau européen. Le système français contribue à hauteur d'environ 489 MW en 2022. Depuis juillet 2020, la réserve primaire est constituée en France

²² Redispatching : une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système

²³ Echange de contrepartie (en anglais : countertrading) : un échange entre zones entrepris par des gestionnaires de réseau entre deux zones de dépôt des offres pour soulager une congestion physique

²⁴ Conformément à la délibération de la CRE du 28 janvier 2021 portant adoption des propriétés supplémentaires pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR)

par un appel d'offres journalier mené conjointement par RTE et ses homologues allemands, autrichien, belge, néerlandais, danois, slovène et suisse.

La réserve secondaire constituée en France est activée automatiquement par RTE²⁵ en 300 secondes²⁶. Elle est comprise entre 500 MW et 1 300 MW. Tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer²⁷.

Contrairement aux réserves primaire et secondaire, l'activation de la réserve tertiaire est manuelle, effectuée par un dispatcher de RTE, au travers du mécanisme d'ajustement ou des plateformes européennes d'équilibrage²⁸. Elle est utilisée pour rééquilibrer le système électrique à la suite d'un aléa, en complément de la réserve secondaire, en substitution de la réserve secondaire, afin de la reconstituer, ou pour anticiper un déséquilibre à venir.

La réserve tertiaire peut aussi être utilisée pour résoudre des contraintes sur le réseau de transport résultant d'un excès ou d'un manque local de production.

Les producteurs et consommateurs français ainsi que des acteurs étrangers peuvent participer au mécanisme d'ajustement. Les modalités de participation au mécanisme d'ajustement sont définies dans les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges, proposées par RTE puis approuvées par la CRE.

En application des dispositions de l'article L. 321-13 du code de l'énergie, tous les producteurs raccordés au réseau de transport ont l'obligation d'offrir leur puissance disponible à la hausse à RTE. En outre, les consommateurs français et les acteurs étrangers peuvent, de manière volontaire, faire des offres sur le mécanisme d'ajustement français.

De plus, RTE s'assure de disposer de réserves tertiaires suffisantes en concluant, en amont du temps réel, des contrats avec des acteurs d'ajustement pour assurer la disponibilité de moyens de réserves. Ces acteurs doivent déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, en échange du paiement d'une prime fixe. On distingue alors la réserve rapide (mobilisable en moins de 13 minutes) de la réserve complémentaire (mobilisable en moins de 30 minutes).

Dans les zones non interconnectées, ces mesures correspondent à des mesures d'exploitation normale du système électrique et ne s'inscrivent pas dans le marché européen de l'électricité.

4.3.2. Les mesures non fondées sur le marché et activées par les gestionnaires de réseau

Les mesures non fondées sur le marché activées en situation de crise sont, par ordre d'activation :

- L'appel aux gestes citoyens (*en fonction de l'évènement et si le délai de gestion de l'évènement le permet*),

²⁵ L'activation de la réserve secondaire requise par RTE sera bientôt assurée par la plateforme européenne d'échange de produit standard de réserve secondaire (PICASSO).

²⁶ Par dérogation, jusqu'au 18 décembre 2024, les capacités déjà certifiées en réserve secondaire peuvent avoir un temps d'activation de 400s à condition qu'elles disposent de pentes d'urgence.

²⁷ Lorsque l'appel d'offre de réserve secondaire sera en fonctionnement, ces acteurs auront l'obligation de participer à l'appel d'offre journalier mais pourront ne pas fournir de réserve secondaire s'ils ne sont pas retenus.

²⁸ Il existe 2 plateformes européennes d'équilibrage pour la réserve tertiaire : la plateforme d'échange de produit standard de réserve complémentaire (TERRE), RTE y est connecté depuis décembre 2020, et la plateforme d'échange de produit standard de réserve rapide (MARI) à laquelle RTE se connectera prochainement.

- L'activation des offres d'assistance mutuelle entre GRT (MEAS : Mutual Emergency Assistant Service).
- La réduction du niveau de tension sur le réseau de distribution (- 5 % Un) (*en fonction de l'évènement et si le délai de gestion de l'évènement le permet*),
- En France métropolitaine continentale : les actions curatives, ultimes et automatiques inscrites au plan de défense de RTE,
- Dans les zones non interconnectées : le délestage automatique,
- Le délestage manuel.

L'appel aux gestes citoyens

En cas d'insuffisance anticipée de la production, les gestionnaires de réseau et les services de l'Etat peuvent inviter les consommateurs à réduire leur consommation et à différer toutes les consommations non essentielles le ou les jours où un déficit est anticipé.

Cette mesure est à distinguer des messages relatifs aux économies d'énergie qui peuvent être diffusés toute l'année et correspondent à un objectif de la transition énergétique.

La mesure est considérée active lorsque la communication fait référence à une journée précise correspondant à une alerte des gestionnaires de réseau.

Le dispositif de communication est adapté au déficit anticipé. Au plus fort, il implique tous les acteurs du secteur de l'électricité, les services de l'Etat et les collectivités afin que les messages soient relayés à un maximum de consommateurs dans un délai limité.

L'activation des offres d'assistance mutuelle entre GRT (MEAS)

Ces offres sont des accords bilatéraux conclus entre RTE et les GRT voisins afin de disposer de volumes d'énergie d'urgence en cas de manque d'offre sur les marchés d'équilibrage classique. Elles ont vocation à être activées en dernier secours sur le mécanisme d'ajustement, mais avant les mesures hors marché d'ajustement.

La réduction du niveau de tension sur le réseau de distribution (- 5 % Un)

En cas d'insuffisance de la production pour le passage d'une pointe de consommation journalière et dans le cadre de la possibilité ouverte par l'article 142 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité, les gestionnaires de réseau peuvent réduire la tension de 5 % sur le réseau de distribution.

Cette mesure, non mise en œuvre ces dernières décennies, pourrait permettre d'économiser en hiver 3 à 4 % de la puissance appelée lors des pointes de consommation journalières, soit un potentiel estimé à 4 GW au maximum. La mesure est estimée pertinente à l'échelle de quelques heures ; il est probable qu'après ce délai, un effet de « rattrapage de la consommation », notamment lié aux thermostats, soit observé.

Les actions curatives, ultimes et automatiques

En France métropolitaine continentale, dans les conditions définies par le règlement UE n°2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, le "Plan

de Défense" a été conçu par RTE et est approuvé par les délibérations n°2019-164²⁹ et n°2021-335³⁰ de la CRE.

Ce "Plan de Défense" inclut "toutes les actions curatives, ultimes et automatiques, destinées à contrer les phénomènes dont la rapidité d'apparition et d'évolution exclut toute possibilité d'intervention humaine". Ces actions sont de 5 types :

1. Le service de défense de participation active de la demande sur baisse de fréquence
2. Délestage automatique de consommation sur baisse de fréquence,
3. Séparation automatique des zones du réseau ayant perdu le synchronisme,
4. Ilotage automatique des groupes thermiques nucléaires et à flamme,
5. Blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTB et HTB/HTA sur baisse de tension.

La première action est une première barrière de défense permettant d'agir, en amont du délestage fréquence-métrique, sur la consommation des fournisseurs de service de participation active de la demande. Cette action permet d'éviter ou limiter l'activation du délestage fréquence-métrique et de limiter des situations dégradées pouvant conduire à des coupures de grande ampleur. L'activation de ce service est automatique lorsque la fréquence chute sous le seuil de 49,8 Hz conformément à l'article 18 du règlement (UE) 2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

Les installations de consommation fournissant ce service sont sélectionnées lors d'appels d'offres périodiques. La capacité cumulée maximale est de 1,2 GW. Chaque installation doit fournir une puissance interruptible supérieure ou égale à 25 MW et pouvoir interrompre sa consommation en moins de 5 secondes.

Le dispositif apporte une assurance au système électrique français, et par voie de conséquence au système européen, pour sa stabilité dans des périodes critiques. Ce dispositif se distingue par le haut niveau de réactivité, de disponibilité et de fiabilité.

La 2ème action se met en œuvre dès que le déséquilibre production consommation entraîne une chute de fréquence en dessous de 49 Hz. Elle a pour but de tenter de rétablir cet équilibre production consommation en faisant brusquement diminuer la charge, par ouverture automatique des départs HTA. Elle est la parade ultime pour enrayer le phénomène "d'écoulement de fréquence". Elle correspond aux dispositions de l'article 15 du règlement UE n°2017/2196 sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

La 3ème action est destinée à séparer la ou les zones électriques sur laquelle (lesquelles) les groupes de production ont perdu le synchronisme. Elle s'accompagne en général de délestage automatique sur les zones se retrouvant en déficit de production à la suite de la séparation. Elle est la parade ultime pour éviter l'extension de la perte de synchronisme à l'ensemble des groupes du réseau général, en séparant le réseau "sain" du réseau hors synchronisme. Le réseau français est découpé en plusieurs zones "dynamiquement homogènes". Cette action rentre dans le cadre des dispositions prévues aux articles 19 et 20 du règlement UE n°2017/2196 sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

²⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juin 2019 portant approbation des propositions de RTE pour la mise en œuvre du règlement (UE) 2017/2196 en France

³⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 octobre 2021 portant approbation du service de défense de participation active de la demande et du plan d'essais proposés par RTE dans le cadre de la mise en œuvre du règlement (UE) 2017/2196 en France

La 4ème action est destinée à protéger les groupes qui seraient restés raccordés à une zone instable, en entraînant leur fonctionnement autonome sur leurs auxiliaires, de façon à pouvoir les faire redémarrer plus rapidement lors de la reprise de service. Elle est primordiale pour assurer une mise en œuvre efficace du "Plan de Reconstitution du Réseau". Cette action rentre dans le cadre des dispositions de l'article 18 du règlement UE n°2017/2196 sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

La 5ème action vise à maîtriser l'évolution du plan de tension à la suite d'un incident, et notamment à enrayer les phénomènes "d'écoulement de tension". Cette action correspond aux dispositions de l'article 17 du règlement UE n°2017/2196 sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

Délestage manuel

L'activation du service de défense de participation active de la demande sur baisse de fréquence peut être manuelle en cas de gestion des flux de puissance conformément à l'article 20 du règlement (UE) 2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

Les gestionnaires de réseau peuvent engager des délestages manuels dans les conditions prévues par l'article 22 du même règlement et dans les limites des dispositions françaises en vigueur (voir partie 4.3.3.).

Ils peuvent ainsi recourir à des délestages manuels :

- Lors de l'exploitation en temps réel du système et lorsque la cinétique d'un évènement le permet, pour éviter un incident de grande ampleur ou en limiter l'extension géographique,
- Pour la gestion des transits sur une zone localisée, lorsque les mesures d'exploitation pourraient avoir des conséquences plus importantes que le délestage manuel sur la zone concernée,
- Pour la mise en œuvre d'un plan national de délestage, soit lorsque RTE a anticipé l'insuffisance de la production au regard de la consommation et l'insuffisance des autres mesures à sa disposition pour assurer l'équilibre offre-demande.

4.3.3. Le cadre de mise en œuvre d'un délestage automatique ou manuel

L'article R. 323-36 du code de l'énergie prévoit notamment que :

« Les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs de délestage permettant d'assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique en situation dégradée.

Ces dispositifs sont établis dans le respect des règles de sûreté élaborées par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité mentionnées au cahier des charges prévu à l'article L. 321-2 ou, le cas échéant, de règles de sûreté de même nature établies et publiées par un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité aux services publics.

La liste des usagers prioritaires est établie par le préfet [de département]. »

L'arrêté du 5 juillet 1990 *fixant les consignes générales de délestages sur les réseaux électriques* précise les conditions dans lesquelles le Préfet de département arrête la liste des usagers du service prioritaire de l'électricité.

L'arrêté de 5 juillet 1990 prévoit notamment à son article 1^{er} que, sous réserve que la satisfaction des besoins essentiels de la nation soit assurée, les critères de déclenchement des délestages sont :

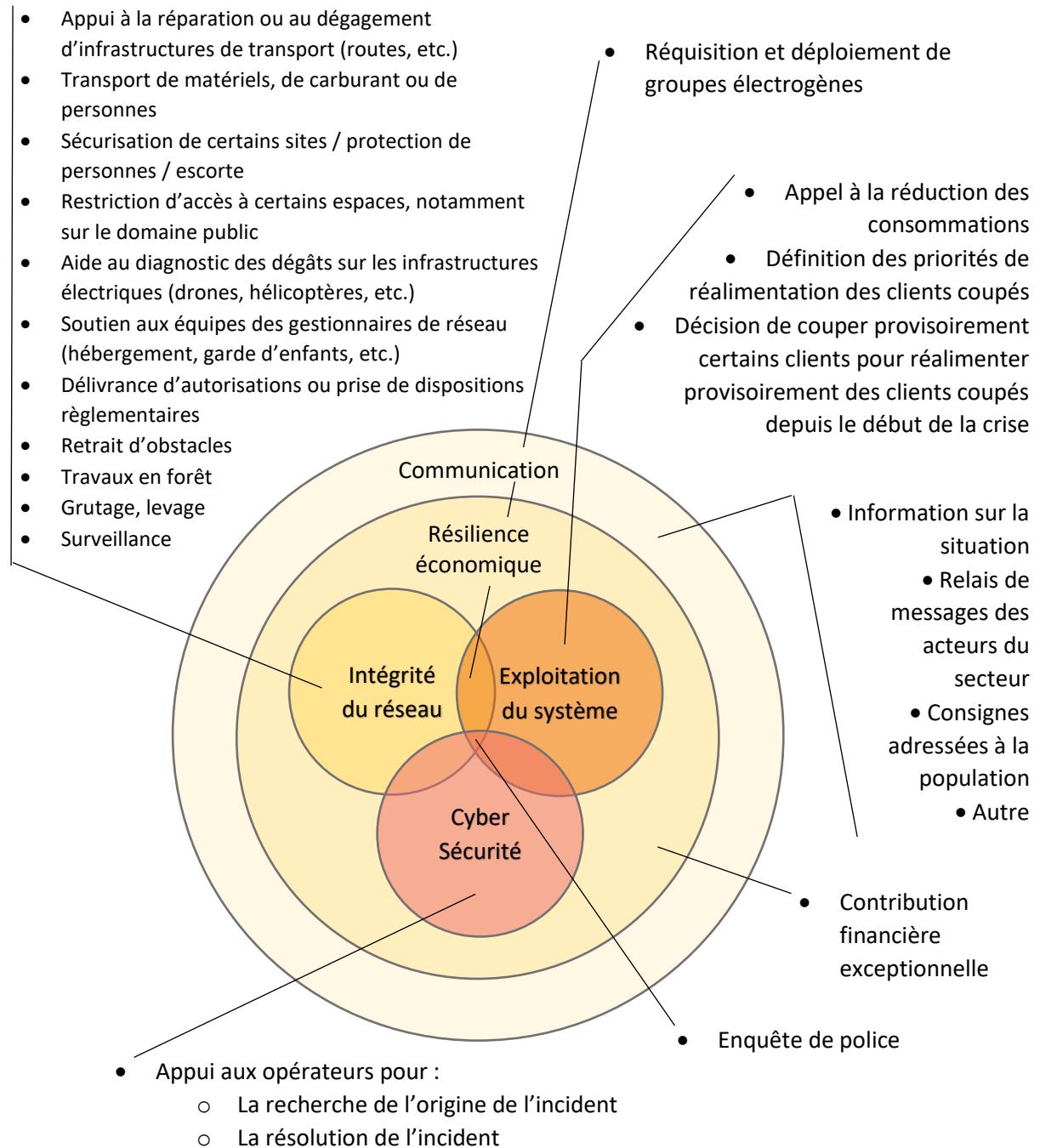
- Soit des baisses de la fréquence des réseaux électriques au-dessous de 49 Hz ;
- Soit des chutes de tension telles qu'en certains points des réseaux à 400 et 225 kV la tension s'abaisse en dessous des valeurs respectives de 380 et 210 kV ;
- Soit des surcharges anormales sur des ouvrages de transport ou de distribution sans report possible sur d'autres ouvrages ;
- Ou d'une manière plus générale, l'impossibilité d'assurer des conditions normales d'exploitation, incluant les obligations résultant des accords entre réseaux interconnectés.

En application de l'article 2 du même arrêté, les utilisateurs d'électricité qui sont en droit de bénéficier d'une protection particulière contre les interruptions de service désignés par le Préfet de département peuvent être :

- Les hôpitaux, cliniques et laboratoires qui ne sauraient souffrir d'interruption dans leur fonctionnement sans mettre en danger des vies humaines ainsi que les établissements dont la cessation ou la réduction brutale d'activité comporterait des dangers graves pour les personnes ;
- Les installations de signalisation et d'éclairage de la voie publique jugées indispensables à la sécurité ;
- Les installations industrielles qui ne sauraient souffrir, sans subir de dommages, d'interruption dans leur fonctionnement, particulièrement celles d'entre elles qui intéressent la défense nationale.
- Les autres usagers qui, en raison de leur situation particulière, peuvent bénéficier, dans la limite des disponibilités, d'une certaine priorité par rapport aux autres usagers, notamment en cas d'urgence.

4.3.4. Les mesures relevant de la compétence des services de l'Etat

Les mesures visant à atténuer ou résoudre les crises électriques relevant de la compétence de l'Etat sont résumées dans le schéma ci-dessous.



Mesures relevant de la compétence de l'Etat

Note: La décision de couper provisoirement certains clients pour réalimenter d'autres clients ne correspond pas à un délestage tel qu'il est défini à l'article R. 323-36 du code de l'énergie. C'est une décision prise par un Préfet en tant qu'autorité de l'Etat chargée de l'ordre public, de la sécurité et de la protection des populations (en application de l'article 11 du décret n°2004-374 relatif aux pouvoirs des

préfets, à l'organisation et à l'action des services de l'Etat dans les régions et départements) et chargée de la gestion opérationnelle d'une crise.

4.3.5. Mécanismes utilisés pour informer le public en cas de crise électrique.

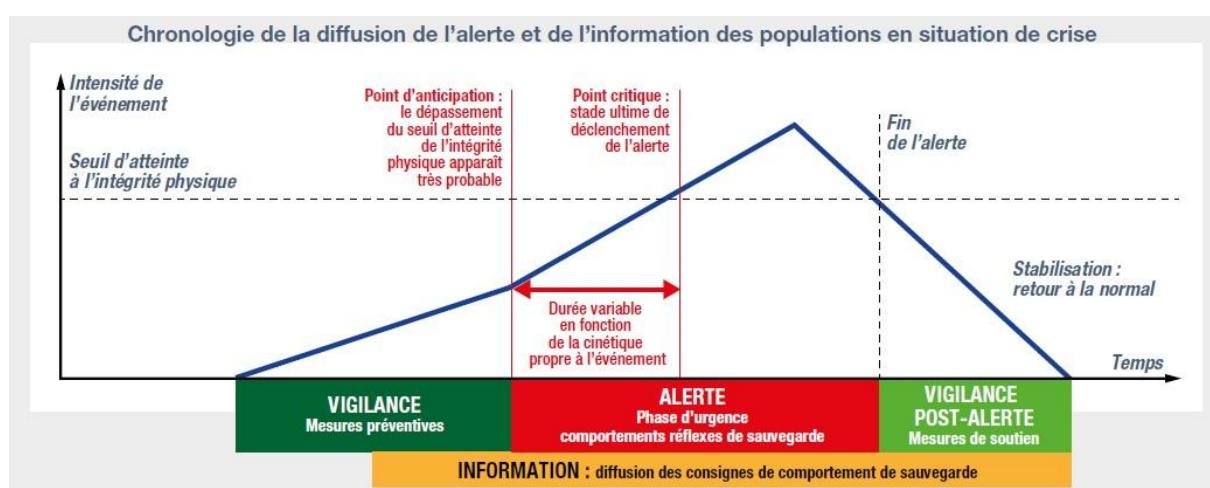
La doctrine générale de l'alerte et de l'information des populations



L'alerte et l'information des populations sont des décisions prises par :

- Le Premier Ministre
- Le Préfet de département ou, à Paris, le Préfet de Police
- Les Maires.

Lorsqu'un Maire alerte ou informe la population, il en informe le Préfet de département sans délai.



Chronologie de la diffusion de l'alerte et de l'information des populations en situation de crise

Le système d'alerte et d'information des populations (SAIP)



Le système d'alerte et d'information des populations (SAIP) est un ensemble structuré d'outils multicanaux permettant la diffusion d'un signal ou d'un message par les autorités compétentes (Premier ministre, préfet, maire), en fonction de la zone et du risque concerné.

La diffusion d'un signal ou d'un message consiste à alerter une population exposée, ou susceptible de l'être, aux conséquences d'un événement grave et qui doit adopter alors un comportement réflexe de sauvegarde.

Les radios, les télévisions, les médias sociaux, des automates d'appels téléphoniques (télé alerte) constituent avec les sirènes (pour les zones à risques qui en sont équipées) des moyens de diffusion de l'alerte et d'information d'urgence des populations.

A partir de 2022, répondant à la directive européenne du 11 décembre 2018, un nouveau système d'alerte à la population par téléphone mobile appelé FR ALERT, sera déployé. Il s'appuiera sur la diffusion cellulaire (cell broadcast) et sur l'envoi de SMS géolocalisés (LB SMS). Il sera ainsi possible d'informer la population en temps réel pour indiquer la posture à tenir. Ce système sera déployé à

partir de juin 2022 en France métropolitaine continentale. Le ministère de l'Intérieur est chargé du déploiement de ce système.

En entendant l'alerte, la population doit immédiatement appliquer les mesures de sécurité, dans le cadre d'actions réflexes.

L'alerte diffusée par les radios, les télévisions, le téléphone ou les médias sociaux est accompagnée d'éléments de première information et des consignes de comportement.

L'information des populations en situation d'urgence complète rapidement l'alerte. Elle permet de préciser les consignes de sécurité à suivre en urgence et de donner les indications sur l'évolution de l'événement. Par exemple :



- 1/ Mettez-vous en sécurité : rejoignez sans délai un bâtiment.
- 2/ Tenez-vous informés. Respectez les consignes diffusées sur France Bleu, France Info, autres radios locales ou France Télévisions.
- 3/ Restez en sécurité : n'allez pas chercher vos enfants à l'école, ils y sont pris en charge par leurs enseignants.
- 4/ Ne téléphonez qu'en cas d'urgence vitale.

L'information de la population sur l'état du réseau

En France métropolitaine continentale, les clients raccordés au réseau public peuvent obtenir des informations sur le niveau de consommation, région par région, à travers la plate-forme EcoWAtt :

<https://monecowatt.fr/>



En cas de coupure d'électricité, ces clients peuvent obtenir des informations via le site internet coupures.enedis.fr, ou via l'application mobile "Enedis A Mes Côtés", et/ou contacter Enedis par téléphone au : 09 70 83 19 70.

4.3.6. Les mesures prises en fonction du scénario de crise

Les services de l'Etat et les acteurs du secteur prennent les mesures de prévention ou de gestion de crise applicables à tous les scénarios détaillés dans la fiche n°1 de l'annexe I.

Ils prennent par ailleurs les mesures spécifiques détaillées dans les fiches thématiques suivantes :

2. Cyber attaque
3. Attaques ou menaces envers un site, une infrastructure ou un employé
4. Tempête solaire
5. Vents violents et conditions météorologiques extrêmes
6. Vague de froid
7. Vague de chaleur, sécheresse et incendies
8. Déluge et crue
9. Pandémie
10. Tremblement de terre
11. Rupture de l'approvisionnement en combustible fossile

12. Pénurie de combustible nucléaire ou saturation des capacités d'entreposage des combustibles usés
13. Indisponibilité d'un ou plusieurs éléments du réseau
14. Interaction non anticipée des règles du marché de l'électricité
15. Erreur humaine lors de l'exploitation du réseau
16. Perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système
17. Défaillance d'un équipement très présent sur le réseau
18. Accident industriel ou nucléaire
19. Erreur exceptionnelle dans les prévisions météorologiques ou erreur dans les données utilisées.

Le tableau des correspondances entre les scénarios nationaux, les scénarios régionaux tels que définis dans le rapport non public de l'association ENTSO-E du 7 septembre 2020 et les fiches thématiques est détaillé ci-après.

Scénarios	# ENTSO-E	# fiche
• Cyber-attaques		
○ Cyber-attaque d'une entité raccordée au réseau électrique	1	2
○ Cyber-attaque d'une entité non-raccordée au réseau électrique	2	2
• Actes malveillants		
○ Attaque malveillante d'une infrastructure critique	3	3
○ Attaque malveillante d'un centre de contrôle	4	3
○ Menace envers certains employés	5	3
○ Attaque conduite par un employé ou un sous-traitant	6	3
• Evènements météorologiques majeurs		
○ Tempête solaire	7	4
○ Tempête	9	5
○ Manchons de glace, neige collante et verglas	12	5
○ Dégâts multiples en raison de conditions météorologiques extrêmes	16	5
○ Vague de froid	10	6
○ Déluge et crue	11	8
○ Vague de chaleur	28	7
○ Sécheresse	29	7
• Catastrophes naturelles		
○ Feux de forêt	31	7
○ Pandémie	27	9
○ Tremblement de terre	30	10
• Pénurie de combustibles		
○ Rupture de l'approvisionnement en combustible fossile	13	11
○ Pénurie de combustible nucléaire	14	12
• Interaction non anticipée des règles du marché de l'électricité	25	14
• Evènements liés à l'intervention humaine		
○ Erreur humaine lors de l'exploitation du réseau	20	15
○ Manifestations, émeutes et actions envers des infrastructures	23	3
• Défaillances techniques		
○ Incident local entraînant la perte de plusieurs éléments du réseau	15	13
○ Défaillances multiples et simultanées	18	13
○ Perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système	17	16
○ Défaillance d'un équipement très présent sur le réseau	22	17
• Autres		

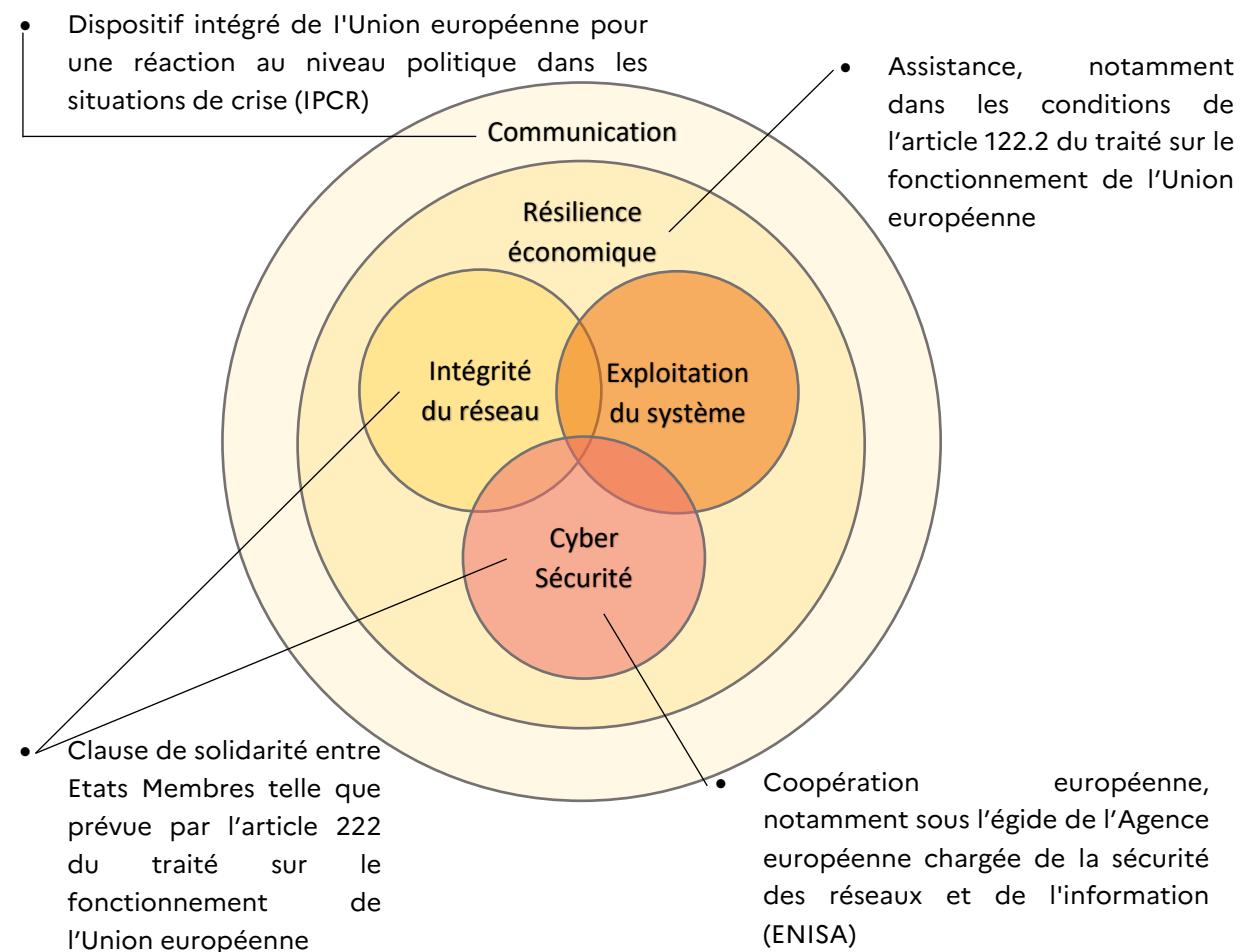
○ Accident industriel ou nucléaire	24	18
○ Ecoulement du réseau / chute en cascade du réseau	19	13
○ Erreur exceptionnelle dans les prévisions météorologiques ou erreur dans les données utilisées	26	19

5. Procédures et mesures régionales et bilatérales

5.1. Mesures régionales et bilatérales prises par les Etats Membres

Les mesures prises par plusieurs Etats Membres en cas de crise électrique s'inscrivent dans le cadre des dispositions applicables à l'ensemble de l'Union européenne.

A la date du présent plan, il n'existe aucune mesure bilatérale ou régionale entre Etats Membres spécifique au secteur de l'électricité.



Les mesures de coopération relatives à l'exploitation du système relèvent de la compétence des gestionnaires de réseau de transport d'électricité et sont mises en œuvre, notamment sous l'impulsion de l'association ENTSO-E.



Mécanisme d'échange d'information, de coopération et de coordination mis en place au sein de l'Union européenne.

La mise en œuvre du « dispositif intégré de l'Union européenne pour une réaction au niveau politique dans les situations de crise » ou Integrated Political Crisis Response (IPCR) a pour but de favoriser la coordination politique et la prise de décision lors de crises majeures au sein de l'UE. Il s'agit de garantir une réponse politique aux crises parfaitement coordonnée au niveau européen, notamment si celles-ci ont un caractère multisectoriel. Ces dispositifs ne se substituent pas aux dispositifs nationaux qui gardent la responsabilité des décisions et des opérations sur leur territoire.

Trois hypothèses d'activation du dispositif IPCR :

- À l'initiative de la Présidence ou après consultation d'un ou des États membres concernés
- Par une crise, à la demande d'un ou de plusieurs États membres concernés par une crise ;
- Automatiquement en cas d'invocation de la Clause de Solidarité (Art. 222 TFUE : faire face aux catastrophes d'origine humaine ou technologique ou aux actes de terrorisme) par un État membre concerné par une crise. Les modalités de mise en œuvre de la clause de solidarité sont définies par une décision du Conseil (2014/415/UE).

S'agissant du volet opérationnel, le dispositif IPCR s'appuie entre autres sur le centre de coordination de la réaction d'urgence (Emergency Response Coordination Centre, ERCC) de la direction générale pour la protection civile et les opérations d'aide humanitaire de la Commission européenne (DG ECHO), qui permet de garantir une coordination 24/7 de la réponse opérationnelle à une crise, au sein ou hors de l'Union.

Au niveau français, s'appuyant sur le secrétariat général pour les affaires européennes (SGAE) et la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne et sur les mécanismes opérationnels déjà en place au niveau ministériel, le rôle de la CIC consiste à :

- Proposer au Premier ministre l'intégration d'informations consolidées sur la plateforme IPCR afin de tenir informés les États membres et les Institutions européennes, voire, si la situation l'exige, l'activation du dispositif IPCR en mode partage d'informations ou en mode activation totale ;
- Proposer au Premier ministre, si la situation l'exige, l'activation de la clause de solidarité de l'Union européenne (sachant que l'IPCR sera automatiquement activée) ; participer à l'émergence de positions communes européennes pour traiter les crises ; fournir aux institutions européennes toute information utile susceptible d'orienter leurs délibérations ;
- Veiller à la liaison avec les structures de gestion de crise activées le cas échéant au sein des institutions de l'Union européenne ; recueillir les éléments de communication préparés au niveau de l'Union européenne.

5.2. Mécanismes de coopération et de coordination au sein de la région

Les mécanismes de coopération au niveau régional n'intègrent pas de procédures décisionnelles dans la mesure où il n'existe pas de mesure régionale relevant de la compétence des Etats membres.

La coopération au sein du Forum penta latéral de l'énergie se matérialise par des contacts réguliers, une information réciproque et la conduite de travaux communs. La mise en œuvre du règlement a fait l'objet d'un cycle de réunions dédiées dont le résultat est détaillé en annexe II.

Cette coopération intègre la signature le 1er décembre 2021 d'un protocole d'accord³¹ sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité.

5.3. Mécanisme de coopération et de coordination avec des pays tiers au sein de la zone synchrone concernée

L'Etat français coopère avec la Suisse au sein du Forum penta latéral de l'énergie.

L'Etat français n'a par ailleurs pas d'accord bilatéral relatif à une crise dans le secteur de l'électricité avec Andorre, le Royaume-Uni ou les îles de Jersey.

³¹ "Memorandum of understanding on emergency planning and crisis management for the power sector
"

6. Consultations des parties intéressées

6.1. Consultation relative à l'identification des scénarios nationaux

En application de l'article 7, paragraphe 2 du règlement, le ministère chargé de l'énergie a consulté au mois de décembre 2020 les acteurs suivants afin de déterminer les scénarios nationaux :

- La CRE – régulateur
- RTE – gestionnaire du réseau de transport de l'électricité
- Enedis – principal gestionnaire du réseau de distribution d'électricité en France métropolitaine continentale
- Greenalp – entreprise locale de la distribution de plus de 100 000 clients sur Grenoble et ses environs
- Gérédis – entreprise locale de la distribution de plus de 100 000 clients sur le département des Deux-Sèvres (79)
- SRD – entreprise locale de la distribution de plus de 100 000 clients sur une partie du département de la Vienne (86)
- Strasbourg Electricité Réseaux – entreprise locale de la distribution de plus de 100 000 clients sur Strasbourg et ses environs
- URM, devenu Résada au 1^{er} janvier 2022 – entreprise locale de la distribution de plus de 100 000 clients sur Metz et ses environs
- EDF – principal producteur d'électricité en France et gestionnaire du réseau de distribution dans plusieurs zones non interconnectées.

6.2. Consultations pour l'établissement du plan

En application de l'article 10, paragraphe 1 du règlement, le ministère chargé de l'énergie a consulté entre septembre et décembre 2021 les acteurs suivants afin d'établir le présent plan :

- La CRE
- RTE
- Enedis
- Les entreprises locales de la distribution, soit par l'union nationale des entreprises locales de l'électricité et du gaz (UNELEG), par le syndicat professionnel des entreprises locales de l'électricité (ELE) ou par la fédération nationale des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (FNSICAE), soit directement pour les cinq ELD mentionnées au 6.1,
- EDF
- L'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode),
- Engie
- La fédération nationale des collectivités concédantes et des régies (FNCCR),
- L'union française de l'électricité (UFE),

- Epex Spot, opérateur du marché de l'électricité (NEMO³²) désigné en France,
- Nord Pool, opérateur du marché de l'électricité (NEMO) désigné en France,
- La Belgique, le Luxembourg, l'Allemagne, les Pays-Bas, l'Autriche et la Suisse à travers les travaux du Forum penta latéral de l'énergie
- L'Espagne,
- L'Italie.

³² En anglais dans le texte : nominated electricity market operator (NEMO)

7. Exercices de préparation et d'entraînement aux situations d'urgence

Les autorités françaises et les opérateurs organisent ou participent régulièrement à des exercices à différents niveaux :

- Les opérateurs entraînent leurs personnels et font des exercices internes ou externes en coordination avec d'autres opérateurs,
- Chaque Préfet de département organise des exercices sur son territoire selon une programmation annuelle ou pluriannuelle,
- Chaque Préfet de zone de défense et de sécurité fait de même à son niveau afin de renforcer la coordination entre les entités de départements différents et pour simuler des scénarios aux conséquences dépassant un seul département,
- Au niveau national :
 - Le Secrétariat général à la défense et à la sécurité nationale (SGDSN) définit un programme d'exercices majeurs. Ce programme couvre tous les secteurs dont celui de l'énergie. En raison de l'importance de ce dernier, les opérateurs de l'énergie sont régulièrement impliqués.
 - Le ministère chargé de l'énergie ou d'autres ministères complètent ce programme avec des exercices nationaux sur leur périmètre de compétence,
- Enfin, les Etats Membres organisent des exercices au niveau européen.

Le ministère chargé de l'énergie a contribué – en tant qu'organisateur ou en tant que participant – ces dernières années aux exercices non-confidentiels suivants qui ont concerné le secteur de l'électricité :

- Du 7 au 18 mars 2016 : "Sequana" – simulation d'une crue centennale en Île-de-France,
- 28 septembre 2016 : "Piranet" – simulation d'une cyber-attaque,
- 2 décembre 2016 : "GEODE" – simulation de la mise en œuvre d'un plan national de délestage dans le secteur de l'électricité,
- Du 19 au 20 juin 2018 : "PENTEX2018" – les 7 pays du Forum penta latéral de l'énergie ont simulé un incident relatif à la sécurité d'approvisionnement en électricité,
- 5 juin 2019 : "Gigawatt" – simulation d'une coupure majeure d'électricité en Île-de-France,
- 22 octobre 2020 : "Grand froid" – simulation de la mise en œuvre d'un plan national de délestage dans le secteur de l'électricité.

ANNEXE I – Fiches sur les scénarios nationaux

N°	Fiche
1	Tous les scénarios
2	Cyber attaque
3	Attaques ou menaces envers un site, une infrastructure ou un employé
4	Tempête solaire
5	Vents violents et conditions météorologiques extrêmes
6	Vague de froid
7	Vague de chaleur, sécheresse et incendies
8	Déluge et crue
9	Pandémie
10	Tremblement de terre
11	Rupture de l'approvisionnement en combustible fossile
12	Baisse ou interruption de la production d'électricité d'origine nucléaire consécutive à une pénurie de combustible nucléaire, à la saturation des capacités d'entreposage des combustibles usés ou à la survenue d'une anomalie technique générique
13	Indisponibilité d'un ou plusieurs éléments du réseau
14	Interaction non anticipée des règles du marché de l'électricité
15	Erreur humaine lors de l'exploitation du réseau
16	Perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système
17	Défaillance d'un équipement très présent sur le réseau
18	Accident industriel ou nucléaire
19	Erreur exceptionnelle dans les prévisions météorologiques ou erreur dans les données utilisées

Les scénarios nationaux ont été sélectionnés conformément à la méthodologie adoptée au sein du Forum Pentalatéral (cf annexe 2), à partir des scénarios possibles de crise établis par l'ENTSO-E, mais également en tenant compte de leur pertinence, leur impact et leur probabilité pour la France, mais aussi des évènements similaires qui ont pu se produire par le passé.

N.B : A chaque scénario sont associés une temporalité et certaines hypothèses. Ces informations sont indicatives et peuvent significativement varier selon l'ampleur du scénario.

Territoires concernés		Tous les scénarios	Fiche N°
			1

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Le dispositif de gestion de crise des services de l'Etat et des opérateurs s'applique à tous les scénarios, notamment lorsque les scénarios conduisent à des coupures clients.

Les mesures suivantes s'appliquent systématiquement et ne sont pas rappelées dans les fiches thématiques qui suivent.

Compétence	Mesures de prévention	Mesures de gestion de crise
Tous les acteurs	Dispositif de veille et d'alerte	<p>Dispositif de veille et d'alerte</p> <p>Plan de continuité d'activité (PCA)</p> <p><i>[Échelle : par entité et par site Les services de l'Etat élaborent uniquement un PCA par direction/service. Ce plan est détaillé par site de cette direction/de ce service.]</i></p>
Etat	<p>Définition du critère de sécurité d'approvisionnement</p> <p>Contrôle du respect des obligations du gestionnaire de réseau de transport ou du titulaire d'autorisation d'une ligne directe en matière de contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages</p>	<p>Plan national de continuité électrique</p> <p><i>[Échelle : niveau national]</i></p> <p>Dispositif ORSEC, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'aide au diagnostic en cas de dommages • Le dégagement des voies de communication • L'appui au transport de personnes ou matériels • L'autorisation d'ouvrages temporaires • La réquisition et le déploiement de groupes électrogènes • La sécurisation du domaine public
Collectivité	Contrôle du respect des obligations du gestionnaire de réseau de distribution en matière de contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages	Plan communal de sauvegarde (PCS) ou intercommunal
RTE	<p>Contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages</p> <p>Politique d'audit et de maîtrise des risques</p> <p>Elaboration chaque année du bilan de sûreté</p> <p>Adaptation du schéma décennal de développement du réseau (SDDR)</p>	Dispositif interne de gestion de crise : dispositif ORTEC
Gestionnaire de réseau de distribution	<p>Contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages</p> <p>Politique de maîtrise des risques et des activités</p>	Dispositif interne de gestion de crise
EDF, y compris EDF SEI	Politique de maîtrise des risques et des activités	<p>Dispositif de gestion de crise et de continuité d'activité du Groupe.</p> <p><i>[Échelle : entreprise et site]</i></p>

Le critère de sécurité d'approvisionnement ou critère de défaillance

Le critère de sécurité d'approvisionnement, ou critère de défaillance, est défini en application des articles L. 141-7 et D. 141-12-6 du code de l'énergie. Il représente le niveau de risque d'interruption de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre-demande, accepté chaque année par la collectivité.

C'est un critère de dimensionnement économique du système dont le respect repose sur deux outils complémentaires : le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande élaboré par RTE et le mécanisme de capacité³³. La définition du critère est ainsi le résultat d'un arbitrage économique entre le coût des coupures de courant lors des délestages et le coût des mesures permettant de réduire leur durée moyenne et leur fréquence (par exemple la construction de moyens de production).

A la date de publication du présent plan, le critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique est tel que la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures.

En application de l'article D. 141-12-6 du code de l'énergie, au moins une fois par période de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), RTE effectue, pour la France métropolitaine continentale, une estimation du coût de l'énergie non distribuée et du critère de sécurité d'approvisionnement conformément aux méthodologies prévues à l'article 23 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité. En tenant compte de ces estimations, la CRE propose une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement pour la France métropolitaine continentale. Le ministre fixe par arrêté le coût de l'énergie non distribuée et le critère en tenant compte de la proposition formulée.

Le contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages

Le contrôle de la construction et de l'exploitation des ouvrages est notamment défini en application des articles L. 323-11 et R. 323-23 et suivants du code de l'énergie.

L'article R. 323-30 prévoit notamment que : « *Les ouvrages des réseaux publics d'électricité et des lignes directes font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier qu'ils sont conformes aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.* »

L'article R. 323-31 précise que « *Le contrôle du respect des obligations mises à la charge des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et du titulaire de l'autorisation d'une ligne directe au titre de la construction ou de l'exploitation des ouvrages est effectué* :

- 1° Par l'autorité organisatrice [de la distribution d'électricité (AODE)] pour les obligations du gestionnaire d'un réseau public de distribution ;*
- 2° Par le préfet dans tous les autres cas. »*

Plan de continuité d'activité (PCA)

La démarche de continuité d'activité est le moyen d'associer de manière globale et cohérente la gestion de risque, la gestion de crise, l'intervention, le maintien et la reprise d'activité.

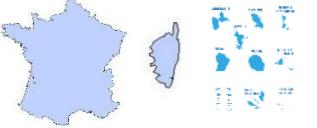
Un PCA décrit pour une entité ou pour un site la stratégie de continuité adoptée pour faire face, par ordre de priorité, à des risques identifiés et sériés selon la gravité de leurs effets et leur plausibilité. Il décline cette stratégie en termes de ressources et de procédures documentées qui vont servir de références pour répondre, rétablir, reprendre et retrouver un niveau de fonctionnement prédéfini, lorsque celui-ci a été interrompu à la suite d'une perturbation importante.

³³ Le principe du mécanisme de capacité repose sur l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de couvrir, par des garanties de capacité, la consommation de ses clients lors des pics de consommation électrique. Il peut acquérir ces garanties certifiées par RTE auprès d'exploitants de capacités de production ou d'effacement, qui s'engagent sur la disponibilité de leurs capacités lors des périodes de pointe.

Les établissements de crédit, les entreprises d'investissement, les établissements de santé, les opérateurs d'importance vitale (OIV) ont l'obligation légale d'élaborer un PCA.

Le « guide pour réaliser un plan de continuité d'activité » du SGDSN daté de 2013³⁴ fournit aux organismes relevant de l'Etat, aux collectivités territoriales ainsi qu'aux entreprises la méthode pour élaborer un tel document. Toutes les entités sont ainsi invitées à se doter de cet outil de préparation.

³⁴ <http://www.sgdsn.gouv.fr/uploads/2016/10/guide-pca-sgdsn-110613-normal.pdf>

	Cyber attaque	Fiche
		N° 2

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénarios régionaux correspondants

Cyber-attaque d'une entité connectée au réseau électrique

(n°1 - rapport ENTSO-E)

Cyber-attaque d'une entité non-raccordée au réseau

(n°2 - rapport ENTSO-E)

L'identification de ces scénarios repose sur l'analyse des cyberattaques passées (Ukraine en 2015 par exemple).

Description du risque

Le secteur de l'électricité est une cible stratégique pour les cyberattaques, qui peuvent compromettre la disponibilité du réseau, perturber les mécanismes d'exploitation et causer des pannes majeures. Les attaques peuvent viser les systèmes de gestion du réseau, les infrastructures (postes électriques par exemple), ou encore les opérateurs, producteurs et fournisseurs d'énergie.

Une cyber-attaque correspond à toute tentative ou toute action conduisant à :

- Altérer l'intégrité des données utilisées par les acteurs du secteur de l'électricité,
- Accéder à des informations sans y être autorisé ou sans en être destinataire,
- Bloquer l'accès à des données

Portée du risque

Une cyberattaque ciblant le réseau électrique peut avoir plusieurs conséquences :

- Une attaque visant les systèmes IT de gestion peut par exemple provoquer des déséquilibres critiques entre l'offre et la demande d'électricité.
- Une attaque visant spécifiquement les systèmes OT peut par exemple provoquer l'ouverture de disjoncteurs et entraîner des délestages localisés
- Une attaque de type ransomware pourrait chiffrer les données des gestionnaires de réseau et empêcher leur réponse rapide.

À l'échelle nationale, une cyberattaque réussie contre RTE (Réseau de Transport d'Électricité), Enedis ou un opérateur de production d'électricité pourrait entraîner des coupures d'électricité en cascade.

À l'échelle régionale, la France étant fortement interconnectée avec ses voisins européens, une cyberattaque peut se propager via des failles dans les systèmes informatiques partagés. Une attaque coordonnée contre plusieurs pays pourrait déstabiliser l'ensemble du réseau interconnecté européen.

Caractérisation du scénario :

Le scénario principal repose sur une cyberattaque visant le réseau électrique français et ses infrastructures critiques, entraînant des coupures d'électricité et une désorganisation des mécanismes de gestion du système électrique.

État initial du système

Le réseau fonctionne normalement, avec des protections cyber en place mais potentiellement vulnérables à des attaques avancées.

Exposition et vulnérabilité

- La numérisation croissante des infrastructures électriques expose le réseau à des cyberattaques complexes.
- Les systèmes SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), qui participent au contrôle et à la surveillance du système électrique, peuvent en particulier être compromis par des attaques informatiques.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-30 à J-1) : Augmentation du niveau de menace cyber détectée par les services de renseignement
- Début de la crise (Jour J à J+1) : Cyberattaque déclenchée, paralysie de certaines infrastructures critiques et perte de contrôle de plusieurs sous-stations électriques.
- Phase critique (J+1 à J+7) : Pannes d'électricité locales ou régionales, intervention des équipes de cybersécurité de l'opérateur et de l'Etat pour contenir l'attaque.
- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+30) : Remise en état des infrastructures, renforcement des mesures de cybersécurité et analyse des vulnérabilités exploitées.

Evaluation du risque

Les cyber-attaques sont aujourd'hui un risque avéré auquel toutes les entités privées ou publiques sont exposées. L'évaluation des risques est réalisée par chaque acteur sur son périmètre d'activité.

Au niveau national, l'agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) définit la stratégie française en matière de cyber-sécurité et diffuse des informations sur les cyber-attaques connues. L'ANSSI peut fournir une assistance à un acteur du secteur lors de l'analyse de ses vulnérabilités, notamment aux opérateurs d'importance vitale (OIV).

Seuil de gestion de crise

La gestion d'une crise commence dès qu'une menace identifiée ou suspectée ou une attaque détectée sont susceptibles d'avoir des conséquences importantes ou visibles sur les métiers de l'entité et sur les utilisateurs. En fonction de la nature de l'attaque, sa détection peut intervenir dans un laps de temps très court ou se faire alors que les systèmes d'information sont déjà compromis.

En fonction des conséquences potentielles ou constatées sur le fonctionnement de l'entité, sur l'alimentation en électricité ou sur toute autre forme de service rendu aux clients du réseau public d'électricité, l'entité prend des mesures conservatoires d'urgence et informe l'administration (MTE et ANSSI). En fonction des éléments remontés par l'entité, cette dernière et l'administration décident s'il s'agit d'une crise nécessitant l'intervention des services de l'Etat.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	Stratégie française en matière de défense et de sécurité des systèmes d'information <i>[échelle : niveau national]</i>	Plan gouvernemental Piranet
Entité	Politique de l'entité relative à la sécurité des systèmes d'information	

Territoires concernés		Attaques ou menaces envers un site, une infrastructure ou un employé	Fiche N°
			3

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénarios régionaux correspondants

Attaque malveillante d'une infrastructure critique	(n°3 - rapport ENTSO-E)
Attaque malveillante d'un centre de contrôle	(n°4 - rapport ENTSO-E)
Menace envers certains employés	(n°5 - rapport ENTSO-E)
Attaque conduite par un employé ou un sous-traitant	(n°6 - rapport ENTSO-E)
Manifestations, émeutes et actions envers des infrastructures	(n°23 - rapport ENTSO-E)

L'identification de ces scénarios repose sur l'analyse des menaces et actes de sabotage passés (intrusions dans des sites nucléaires, actes de sabotage sur des postes électriques comme celui de Froges, en avril 2022) et sur les évaluations de vulnérabilité des infrastructures stratégiques.

Description du risque

Le secteur de l'électricité est un secteur critique exposé aux risques d'attaques physiques, de sabotage et de menaces envers ses employés. Une attaque ou un acte de malveillance ciblés contre un poste électrique, une ligne haute tension ou même certains employés occupant des fonctions stratégiques peut provoquer des perturbations majeures sur le réseau électrique.

Une attaque se caractérise par :

- Le fait d'occasionner des dégâts sur des actifs du système électrique ou sur des actifs indispensables à son bon fonctionnement.
- La prise de contrôle d'un site ou d'une partie du système électrique.
- La réalisation de manœuvres non programmées.

Portée du risque

Une attaque ou une menace envers un site, une infrastructure ou un employé du secteur électrique peut avoir plusieurs conséquences, et notamment :

- Une attaque physique contre les centres ou agences de de conduite régionale peut engendrer des problèmes d'exploitation, voire des délestages dans le pire des cas ;
- Une destruction intentionnelle de lignes haute tension ou de postes électriques peut provoquer des problèmes de tension ou des délestages d'ampleurs variées.
- Des menaces ou agressions envers des travailleurs du secteur de l'énergie peuvent compromettre l'exploitation des infrastructures, ralentir les interventions en cas de crise. La mise sous contrainte d'employés ou de leur famille est également possible, afin de

permettre à des groupes malveillants d'obtenir des informations ou des accès à des sites sensibles permettant ou facilitant la réalisation d'actes de malveillance.

À l'échelle nationale, la France dispose d'un important réseau de transport et de distribution d'électricité et des centres de production d'électricité comprenant des infrastructures sensibles comme les centrales nucléaires, les barrages hydroélectriques. Toute attaque ou menace visant ces sites peut avoir des conséquences graves sur la continuité de l'approvisionnement électrique.

À l'échelle régionale, une attaque sur un site interconnecté avec d'autres pays européens (centrales transfrontalières, interconnexions électriques) peut nécessiter une coordination rapide avec les gestionnaires de réseaux voisins pour éviter des pannes en cascade.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur une attaque ciblée contre une infrastructure critique du réseau électrique, entraînant des perturbations majeures et nécessitant une réponse rapide pour limiter les dommages.

Etat initial du système

Le réseau fonctionne normalement, avec des infrastructures protégées par des mesures de sûreté prévues par le code de la défense.

Exposition et vulnérabilité

- Les centrales de production d'électricité et postes électriques
- Les lignes haute tension et pylônes
- Les personnels, en particulier les cadres et techniciens opérant dans les infrastructures sensibles comme les agences de conduite.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-30 à J-1) : Identification de menaces potentielles (groupes hostiles, signaux d'alerte des services de renseignement). Surveillance accrue des infrastructures critiques.
- Début de la crise (Jour J à J+1) : Attaque ou sabotage détecté sur une installation critique, perturbation immédiate du réseau.
- Phase critique (J+1 à J+7) : Évaluation des dégâts, sécurisation des infrastructures touchées, rétablissement de l'alimentation électrique dans les zones affectées.
- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+30) : Enquête sur l'incident, renforcement des mesures de sécurité et réparations des infrastructures endommagées.

Evaluation du risque

L'évaluation du risque est dans un premier temps réalisée par chaque acteur du secteur sur son périmètre d'action.

A l'initiative d'un Préfet de département ou d'un ministre coordonnateur et en coordination avec l'opérateur concerné, une entité peut être reconnue opérateur d'importance vitale (OIV) et un ou plusieurs sites qu'elle gère peuvent être reconnus comme des points d'importance vitale (PIV).

Le dispositif sécurité des activités d'importance (SAIV) fournit alors un cadre adapté pour, d'une part, définir et appliquer des mesures de sécurité pour la protection prioritaire des PIV contre la menace terroriste, et d'autre part, faciliter les relations entre les opérateurs et les pouvoirs publics, afin de permettre l'application optimale (par les autorités publiques et par les opérateurs) des mesures de vigilance, de prévention et de protection inscrites dans la planification gouvernementale VIGIPIRATE.

Seuil de gestion de crise

Le seuil de gestion de crise correspond :

- Au lancement d'une attaque,
- A l'exercice d'une pression ou d'une menace envers une ou plusieurs personnes,
- A une tentative d'attaque ou de menace envers une ou plusieurs personnes,
- En fonction de l'analyse de la situation, à l'identification d'un projet d'attaque.

Pour toutes les attaques ou menaces envers des personnes :

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	Plan Vigipirate et plans pirate sectoriels <i>[échelle : niveau national]</i> Sécurité des activités d'importance vitale (SAIV) <i>[échelle : niveau national]</i> – secret Plan de protection externe (PPE) <i>[échelle : site] – secret</i>	Procédures d'intervention des forces de l'ordre <i>[Échelle : niveau national]</i> Plan particulier d'intervention (PPI) <i>[échelle : site] – secret</i>
Entité	Plan de sécurité d'opérateur (PSO) <i>[Échelle : périmètre de compétence de l'acteur] – secret</i> Plan particulier de protection (PPP) <i>[Échelle : site] – secret</i> Formation et sensibilisation des personnels travaillant ou intervenant sur les sites sensibles.	

Uniquement pour les attaques :

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Entité	Installation de protections contre les intrusions. <i>Note : l'accès à certains ouvrages du système électrique, notamment aux ouvrages nus sous tension, est restreint pour des raisons de sécurité (risque d'électrisation ou d'électrocution). Ces restrictions d'accès participent à la protection de l'infrastructure.</i> Mesures de gardiennage	

En cas d'enquête de police, toutes les mesures prises par l'autorité administrative priment. Pour l'opérateur concerné, l'accès aux installations endommagées peut par conséquent être différé. Ce délai peut avoir des conséquences sur le délai de retour à la normale.

Territoires concernés	Tempête solaire	Fiche N°
		4

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Tempête solaire

(n°7 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des événements passés (tempête solaire de 1859 – événement de Carrington, tempête de 1989 qui a causé une panne majeure au Canada) et sur les modèles de prévision des perturbations géomagnétiques.

Description du risque

Les tempêtes solaires sont des phénomènes naturels qui se produisent périodiquement à la surface du soleil et qui peuvent perturber le réseau électrique en générant des courants géomagnétiques induits (GIC) dans les lignes électriques à haute tension, ou en affectant les infrastructures de transmission, les satellites de communication et les systèmes de navigation. Une éruption solaire majeure peut générer un puissant orage géomagnétique capable d'endommager les transformateurs haute tension et de provoquer des surtensions sur les lignes électriques.

Portée du risque

Bien que moins exposée que les régions proches des pôles, la France reste vulnérable aux tempêtes solaires, principalement à cause des risques pour son réseau électrique, ses satellites, le GPS et les communications. Une tempête solaire de grande ampleur peut entraîner des pannes électriques généralisées et une dégradation des infrastructures essentielles, notamment les transformateurs haute tension (400 kV et plus), qui sont particulièrement sensibles aux courants induits. En plus des impacts directs sur l'électricité, ce type d'événement peut provoquer des perturbations majeures dans les télécommunications. Par exemple, une perte de signal GPS peut affecter le trafic aérien et maritime, tandis que les systèmes de communication des services d'urgence pourraient être compromis, tant à l'échelle nationale que régionale.

À l'échelle régionale, une tempête solaire affectant l'Europe entière nécessiterait une coopération renforcée entre les gestionnaires de réseau pour éviter un effondrement du système électrique interconnecté.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur une tempête solaire de forte intensité, générant un orage géomagnétique affectant les infrastructures électriques et de communication, entraînant des coupures de courant et des perturbations majeures.

État initial du système

Le réseau électrique fonctionne normalement, avec une gestion en temps réel assurée par les centres de contrôle et de conduite des opérateurs.

Exposition et vulnérabilité

- Les transformateurs haute tension sont particulièrement sensibles aux courants induits par les tempêtes solaires. Une panne de plusieurs transformateurs pourrait provoquer un black-out régional ou national.
- Une perte de communication satellitaire affecterait la supervision et la gestion des infrastructures électriques.
- Les surtensions peuvent endommager les équipements de distribution et provoquer des coupures prolongées.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-7 à J-1) : Observation d'une éruption solaire majeure par les observatoires spatiaux, alerte transmise aux gestionnaires de réseau.
- Début de la crise (Jour J à J+1) : Arrivée des particules solaires sur Terre, constat des premiers effets sur le réseau électrique et les télécommunications.
- Phase critique (J+1 à J+7) : Pannes régionales, nécessité de réalimenter progressivement le réseau, mise en œuvre de stratégies de protection des infrastructures.
- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+30) : Réparations des équipements endommagés, renforcement des mesures de résilience pour anticiper de futurs événements.

Evaluation du risque

Les tempêtes solaires se produisent périodiquement. Elles sont classées en différentes catégories selon l'intensité maximale de leur flux énergétique au voisinage de la Terre.

Précédents connus :

- tempête solaire de 1859 ayant frappé la Terre et appelée évènement de Carrington,
- tempête solaire de 1989 ayant touché le Québec
- tempête de juillet 2012 n'ayant pas frappé la Terre.

Lors des tempêtes solaires de 1989, les principaux problèmes observés étaient des coupures prolongées de lignes à haute tension et des défaillances de transformateurs. L'arrêt complet du réseau québécois en 1989, par exemple, a duré plusieurs heures, affectant des millions de consommateurs.

Seuil de gestion de crise

En fonction des bulletins émis par les agences spatiales mondiales, des mesures de mise en sécurité de certains ouvrages sont prises par les gestionnaires de réseau.

Une tempête solaire ne peut être anticipée que deux jours à l'avance.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Gestionnaires de réseau	Consultation des bulletins de prévision des agences spatiales, notamment de la NASA. Mise en sécurité des ouvrages sensibles	

Territoires concernés	Vents violents et conditions météorologiques extrêmes	Fiche N°
		5

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénarios régionaux correspondants

Tempête	(n°9 - rapport ENTSO-E)
Manchons de glace, neige collante et verglas	(n°12 – rapport ENTSO-E)
Dégâts multiples en raison de conditions météorologiques extrêmes	(n°16 - rapport ENTSO-E)

L'identification de ces scénarios repose sur le caractère récurrent de ce type d'épisodes météorologiques en France.

Description du risque

L'impact sur le réseau électrique des vents violents et des conditions météorologiques extrêmes peut être significatif, notamment en ce qui concerne les lignes aériennes et les postes électriques. Ces événements climatiques peuvent provoquer des coupures électriques massives en affectant plusieurs types d'infrastructures simultanément.

Portée du risque

Au niveau national, la France est particulièrement exposée aux tempêtes hivernales en raison de sa position géographique. Les régions côtières de l'Atlantique et de la Manche, ainsi que certaines zones du sud (notamment en Méditerranée), sont les plus vulnérables aux vents violents. Ces événements peuvent causer des dégâts matériels importants, notamment sur les infrastructures électriques aériennes.

Les vents violents affectent principalement le réseau de distribution d'électricité, mais peuvent également impacter le réseau de transport. Les risques principaux incluent :

- La chute d'arbres et d'objets sur les lignes électriques, entraînant des courts-circuits et des ruptures de câbles.
- L'endommagement des pylônes et transformateurs haute tension, avec un risque de panne prolongée.
- La perte de synchronisation du réseau en raison d'une baisse brutale de production d'électricité si des infrastructures critiques (centres de production d'électricité, lignes de transport) sont affectées.

Dans un contexte de changement climatique, la fréquence et l'intensité de ces événements pourraient augmenter, rendant nécessaire un renforcement des infrastructures et des mécanismes de réponse rapide.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur une tempête d'intensité comparable aux tempêtes Lothar et Martin de décembre 1999, qui avaient causé des coupures massives d'électricité en France.

L'état initial du système est un réseau fonctionnel et résilient s'agissant du réseau de transport, en raison des travaux de renforcement conduits après cette tempête.

L'horizon temporel du scénario est divisé en plusieurs phases :

- Pré-alerte (J-3 à J-1) : Prévisions météorologiques précises indiquant l'arrivée d'une tempête. Activation des cellules de veille et préparation des équipes d'intervention.
- Impact (Jour J) : Vent atteignant des vitesses de 120-160 km/h, entraînant des coupures de courant massives. Risque de panne en cascade sur certaines parties du réseau.
- Gestion de crise (J+1 à J+5) : Mobilisation des équipes d'intervention pour réparer les infrastructures et réalimenter les zones touchées en priorité.

Evaluation du risque

De tels évènements se produisent régulièrement sur l'ensemble du territoire.

En Outre-Mer, la récurrence des cyclones est telle que le risque est un risque majeur.

Au regard des conséquences sur le système électrique, les précédents les plus importants sont :

Tempête	Année	Territoire
Tempêtes Lothar et Martin	1999	France métropolitaine continentale
Tempête Klaus	2009	Aquitaine, Midi-Pyrénées, Languedoc-Roussillon et Poitou-Charentes
Tempête Xynthia	2010	Aquitaine, Poitou-Charentes, Pays de la Loire, Bretagne et Normandie
Ouragan Irma	2017	Saint-Barthélémy, Saint-Martin, Guadeloupe
Tempête Eleanor	2018	Grand-Est, Hauts-de-France, Corse et Normandie
Tempête Berguitta	2018	La Réunion
Tempête Alex	2020	Bretagne, Alpes-Maritimes

Seuil de gestion de crise

Analyse circonstanciée.

Dans la limite des conditions définies par l'article R. 323-38 du code de l'énergie³⁵, décision en opportunité en fonction des dégâts constatés et de la nécessité ou non pour les gestionnaires de réseau de bénéficier du soutien de l'Etat.

³⁵ Obligation d'information du Préfet si :

« – interruptions d'alimentation de plus de 100 000 consommateurs pendant plus d'une demi-heure – impossibilités d'injection des producteurs raccordés en HTA pendant plus de douze heures ».

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	<p>Règles de dimensionnement des ouvrages, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Art 13 de l'arrêté technique du 17 mai 2001, article relatif à la résistance mécanique des ouvrages <p>Politique d'enfouissement des réseaux existants et de construction d'ouvrages neufs en souterrain</p> <p>Réseau cible sécurisé, soit un programme d'investissement de 2,4 Md€₍₂₀₁₇₎ entre 2002 et 2017</p>	
Etablissement public	Prévisions et bulletins d'alerte émis par Météo-France	
Gestionnaires de réseau	<p>Elagage et entretien des abords des lignes électriques</p> <p>Réseau cible sécurisé, soit un programme d'investissement de 2,4 Md€₍₂₀₁₇₎ entre 2002 et 2017</p>	Pré-mobilisation de moyens humains et de matériels afin de réduire le délai de retour à la normale
AODE	Financement de la construction d'ouvrages en souterrain	

Territoires concernés	Vague de froid	Fiche N°
		6

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Vague de froid

(n°10 - rapport ENTSO-E)

L'identification de ce scénario repose sur l'analyse des évènements climatiques historiques (hivers 1956, 1985 et 2012).

Description

Les vagues de froid représentent un risque majeur pour le secteur de l'électricité en raison de l'augmentation significative de la demande énergétique et du gel affectant certaines infrastructures de production d'énergie (barrages)

Portée du risque

Les vagues de froid extrêmes affectent le réseau électrique à plusieurs niveaux :

- En période de grand froid, la consommation d'électricité peut dépasser les capacités de production nationale, notamment aux heures de pointe.
- Les centrales hydroélectriques peuvent voir leur capacité réduite en raison du gel des cours d'eau, et les infrastructures gazières peuvent être mises sous tension par une forte sollicitation.
- Le gel et le givre peuvent fragiliser les lignes électriques aériennes et perturber les postes de transformation.

À l'échelle nationale, la France est particulièrement exposée en hiver, notamment du fait du caractère thermosensible de la consommation d'électricité.

Au niveau régional, la France étant fortement interconnectée avec ses voisins européens, une vague de froid généralisée peut limiter la disponibilité des importations d'électricité et amplifier le risque de tension sur le réseau. La coopération avec les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) voisins est essentielle pour assurer un équilibre en cas de crise.

Caractérisation du scénario

L'identification du scénario repose sur des analyses climatologiques basées sur des événements historiques (hivers 1956, 1985, 2012) et des modélisations de consommation selon des courbes de charge hivernales extrêmes.

Le scénario principal repose sur une vague de froid d'intensité équivalente ou supérieure aux événements de 2012 et 1985, avec une chute brutale des températures sous les normales saisonnières pendant au moins 15 jours.

En raison de ces conditions météorologiques exceptionnelles, la consommation d'électricité augmente et/ou certains moyens de production sont rendus indisponibles, au point que les gestionnaires de réseau doivent prendre des mesures dites hors marché pour assurer l'équilibre offre-demande. La dernière de ces mesures est le recours à des délestages (voir partie 4.3.3.).

État initial du système

Le réseau électrique fonctionne en équilibre entre production et consommation.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-5 à J-2) : Météo-France identifie une masse d'air polaire susceptible de provoquer une vague de froid prolongée, conduisant à une activation des cellules de veille
- Début de la crise (Jour J) : Chute des températures sous les normales saisonnières, augmentation rapide de la demande électrique, déclenchement d'alertes par RTE sur une tension sur l'équilibre offre/demande (envoi d'un signal Ecowatt)
- Phase critique (J+2 à J+10) : Pic de consommation, mesures de délestage possibles si la production et les importations ne suffisent pas à couvrir la demande.
- Stabilisation et sortie de crise (J+10 à J+20) : Retour progressif à des températures normales, réduction de la consommation énergétique, bilan des mesures activées.

Evaluation du risque

En France métropolitaine continentale, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est celui de la pointe de consommation hivernale. Les pics de demande se produisent lors des vagues de froid qui excèdent largement la consommation électrique moyenne : la puissance appelée augmente alors d'environ 2,4 GW pour chaque baisse d'1°C³⁶. Le niveau maximal de puissance appelée à ce jour au niveau national a été atteint le 8 février 2012, lors d'une vague de froid exceptionnelle, à un niveau de 102,1 GW.

RTE publie chaque année le bilan prévisionnel pour les années suivantes et précise ses modélisations par une analyse saisonnière du passage de l'hiver.

<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels>

³⁶ La sensibilité de la consommation d'électricité à la température est variable au cours de la journée. Elle est estimée en moyenne à environ 2,4 GW par degré Celsius en hiver.

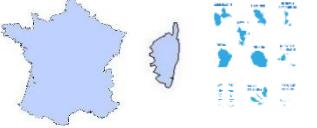
<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnieres#Lesanalysessaisonnieres>

Seuil de gestion de crise

- Identification par RTE d'un possible recours à des délestages sur une ou plusieurs journées,
- Insuffisance constatée des programmes de productions puis des productions réelles au regard des consommations.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) Elaboration des listes des usagers du service prioritaire de l'électricité. Information de la population + renforcement de la communication sur les économies d'énergie.	Gestion des conséquences sur la sécurité civile et maintien de l'ordre. Information de la population
RTE	Bilan prévisionnel Analyse saisonnière Adaptation du programme de maintenance des ouvrages Suivi des prévisions météorologiques et mise à jour des prévisions liées à l'EOD jusqu'à J-1 Elaboration d'un plan national de délestage à J-1. Mise en œuvre des délestages	Information de la population Mise en œuvre des délestages
Enedis et ELD	Mise en œuvre des délestages Adaptation du programme de maintenance des ouvrages	Information de la population Mise en œuvre des délestages
Producteurs d'électricité	Adaptation du parc de production Adaptation du programme de maintenance du parc de production	Adaptation du programme de maintenance et d'exploitation du parc de production
Acteurs du secteur de l'électricité	Information de la population	Information de la population

Note : l'information de la population est une mesure de prévention de crise et une mesure de gestion de crise. La communication des acteurs publics et privés peut permettre de réduire la consommation lors des jours les plus tendus et ainsi réduire ou éviter le recours à des délestages.

Territoires concernés		Vague de chaleur, sécheresse et incendies	Fiche N°
			7

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénarios régionaux correspondants

Vague de chaleur	(n°28 - rapport ENTSO-E)
Sécheresse	(n°29 - rapport ENTSO-E)
Feux de forêt	(n°31 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse d'événements historiques (2003, 2019, 2022) et des projections climatiques à moyen et long terme.

Description

Les vagues de chaleur, la sécheresse et les incendies de grande ampleur constituent un risque significatif pour le secteur de l'électricité en France et en Europe. Ces événements climatiques extrêmes peuvent affecter simultanément plusieurs pays, nécessitant une coordination renforcée entre les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et les autorités nationales.

Portée du risque

Au niveau national, la France est particulièrement exposée en période estivale, notamment dans les régions du sud et le centre du pays. Ces phénomènes peuvent entraîner une augmentation importante de la demande en électricité, une baisse de la disponibilité des moyens de production (notamment nucléaire et hydroélectricité) et des risques d'avarie ou d'incendies affectant les infrastructures énergétiques. Avec le changement climatique, les vagues de chaleur seront amenées à être plus intenses et plus longues et le risque d'incendie est également accru.

À l'échelle régionale, une vague de chaleur généralisée en Europe peut engendrer des tensions sur l'ensemble du réseau interconnecté. Une gestion proactive des échanges d'électricité avec les pays voisins est essentielle pour éviter un effet domino en cas de surcharge du système.

Les vagues de chaleur et la sécheresse affectent le système électrique à plusieurs niveaux :

- Augmentation de la demande d'électricité : Une chaleur extrême entraîne une hausse de la consommation pour la climatisation et le refroidissement des infrastructures.
- Réduction des capacités de production :
 - Nucléaire : Les centrales refroidies par les cours d'eau peuvent voir leur production réduite en raison de la température élevée de l'eau et des restrictions environnementales sur les rejets thermiques.
 - Hydroélectricité : La sécheresse diminue les réserves d'eau dans les barrages, réduisant la production.

- Solaire et éolien : Bien que le solaire puisse être plus productif, l'efficacité des panneaux diminue à très haute température. Le vent peut par ailleurs être insuffisant pour maintenir une production éolienne stable.
- Vulnérabilité des infrastructures électriques :
 - La surchauffe des transformateurs et lignes haute tension réduit leur efficacité et augmente le risque de panne.
 - La dilatation des câbles aériens nécessite de réduire les transits afin de limiter le risque pour l'environnement
 - augmentation du risque de feux de végétation à proximité des lignes

Un incendie peut engendrer des dégâts sur le réseau, conduire à un arc électrique et à la mise en sécurité d'une ou plusieurs lignes, limiter les capacités de transit en raison de l'échauffement des câbles ou créer des ruptures d'isolation par le dépôt de suies, et donc conduire à une coupure majeure.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur une vague de chaleur d'intensité comparable ou supérieure à celle de 2003, avec une période prolongée de températures supérieures à 40°C, associée à une sécheresse affectant les cours d'eau et les réserves hydrauliques.

État initial du système

Le réseau électrique fonctionne en équilibre, avec une disponibilité normale des sources de production.

Exposition et vulnérabilité

Les régions du sud et du centre sont les plus exposées, avec des températures pouvant dépasser 45°C localement. La production nucléaire pourrait être limitée de plusieurs GW en raison des restrictions thermiques sur les rejets d'eau chaude.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-7 à J-3) : Météo-France annonce une vague de chaleur persistante. Activation des cellules de veille, des plans de surveillance des infrastructures sensibles et planification des mesures préventives
- Début de la crise (Jour J à J+3) : Activation des mesures préventives et des parades pour le réseau. Premières restrictions sur la production nucléaire.
- Phase critique (J+3 à J+10) : Risque d'incendies impactant les infrastructures électriques,
- Stabilisation et sortie de crise (J+10 à J+20) : Retour progressif à des températures normales, analyse des impacts et des ajustements nécessaires pour les futures vagues de chaleur.

Evaluation du risque

Un incendie à proximité d'un ouvrage du système électrique est un aléa récurrent. En France métropolitaine, ces aléas concernent principalement la période d'avril à novembre.

Précédents connus :

- Feu de forêt du 30 juillet 2009 dans les Bouches-du-Rhône (13) ayant conduit au délestage de 1,2 GW en région Provence-Alpes-Côte-D'azur (PACA)
- Sécheresse précoce en avril 2011
- Sécheresse tardive à l'automne 2018
- Succession de deux canicules en 2019
- Feu de forêt dans l'Aude (11) le 24 juillet 2021 ayant conduit à la désynchronisation de l'Espagne, du Portugal et d'une partie de la France par rapport au reste de l'Europe.

Un incendie, y compris un feu de forêt, peut également être d'origine anthropique. Le scénario « incendie » peut ainsi recouper le scénario « accident industriel ».

Précédents connus :

- Intervention du SDIS 44 sur l'incendie d'une concession automobile à Treillières (44) le 15 décembre 2010 au cours de laquelle deux pompiers sont décédés à la suite d'un arc électrique entre leur nacelle et une ligne du réseau de transport de l'électricité.
- Incendie d'un entrepôt à Gagny (93) le 10 mars 2012 ayant entraîné la rupture d'une ligne à 225 kV et l'endommagement d'une autre ligne. La chute de la ligne 225 kV a elle-même entraîné des dégâts sur des bâtiments et sur le réseau ferroviaire à proximité.

L'incident du 24 juillet 2021 a récemment souligné que les conséquences d'un incendie sur le système électrique peuvent, malgré les mesures de prévention, être géographiquement étendues. Les aléas « sécheresse » et « canicule » sont récurrents et le changement climatique augmente la fréquence, l'intensité et la durée de ces événements qui peuvent intervenir en dehors de la période dite estivale. Ils sont donc pris en compte dans le dimensionnement des ouvrages et les règles d'exploitation, notamment pour les centrales nucléaires et les installations hydro-électriques. Il est toutefois possible qu'une sécheresse ou une canicule perturbe l'alimentation en électricité.

En France métropolitaine continentale, RTE publie en conséquence chaque année son bilan prévisionnel pour les années suivantes et précise ses modélisations par une analyse saisonnière.

<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previousnels>

<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-analyses-saisonnieres#Lesanalysessaisonnieres>

Seuil de gestion de crise

En fonction de la situation, le seuil correspond à :

- Une alerte émise par les services de Météo France,
- La constatation de dégâts sur l'infrastructure électrique,
- L'arrêt de plusieurs installations de production,
- Un risque identifié d'atteinte à des ouvrages du réseau de transport électrique en cas d'incendie.
- La prise de mesures hors marché par les gestionnaires de réseau.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	<p>Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC) <i>[échelle : niveau national]</i></p> <p><i>Plan de gestion des vagues de chaleur (2023)</i></p> <p>Plan de protection des forêts contre l'incendie (PPFCI) <i>[Échelle : niveau départemental]</i></p> <p>Plan de prévention des risques naturels (PPRN) <i>[Échelle : niveau infra-départemental]</i></p> <p>Prise d'arrêtés préfectoraux afin de préserver la ressource en eau</p> <p>Définition des règles d'éloignement aux obstacles – Définition des territoires soumis à obligations légales de débroussaillement</p> <p>Evaluation des volumes d'eau pouvant être prélever et répartition selon les usages (tous les 6 ans)</p>	<p>Instruction interministérielle relative à la gestion sanitaire des vagues de chaleur en France métropolitaine <i>[Échelle : niveau national]</i></p> <p>Disposition spécifique ORSEC gestion sanitaire des vagues de chaleur <i>[Échelle : département]</i></p> <p>Arrêté « cadre » sécheresse pris par le Préfet coordonnateur de bassin (zones d'alerte, niveaux de gravité et priorités)</p> <p>Arrêté de restriction temporaire des usages de l'eau pris par le Préfet de département</p> <p>A la demande de RTE, EDF, ou de la DGEC, délivrance de dérogations temporaires permettant des rejets à une température supérieure aux limites autorisées en aval de certaines centrales nucléaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement ou la stabilité du système électrique (ex : canicules 2003, 2018, 2022)</p>
EDF	<p>Surveillance en temps réel de la température de l'eau à l'amont et à l'aval des centrales nucléaires. Des modélisations permettent d'anticiper les pics à plusieurs jours.</p> <p>Programmation de la maintenance (arrêts de tranche) de centrales nucléaires en été pour anticiper les restrictions possibles en période de chaleur.</p>	<p>Réduction de la puissance ou mise à l'arrêt de certaines tranches (ex : Golfech, Saint-Alban, Bugey).</p> <p>Demande de dérogation sur les températures de rejet en aval de certaines centrales nucléaires (cf. mesures de gestion de crise de l'Etat)</p>

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
RTE	Adaptation de la conduite du réseau à la température des câbles du réseau de transport d'électricité Dimensionnement du réseau Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) pouvant intégrer des renforcements ou des redondances de lignes pour sécuriser les zones à risque élevé (ex. : filet de sécurité PACA).	En cas de feu menaçant une ligne, décision de RTE de la déconnecter temporairement pour des raisons de sécurité (personnel, matériel, réseau). Adaptation immédiate des flux d'électricité pour contourner les zones touchées, via le dispatching national ou régional. Coordination avec les SDIS (pompiers), préfets et forces de l'ordre dans la gestion des priorités d'intervention ou d'accès aux sites. Demande de dérogation sur les températures de rejet en aval de certaines centrales nucléaires (cf. mesures de gestion de crise de l'Etat)
Gestionnaires de réseau	Elagage et entretien des abords des lignes électriques Politique d'investissement	
Acteurs de la production hydroélectrique	Coordination avec les services de l'Etat sur la gestion de la ressource en eau.	

Notes :

Pour les trois aléas :

Les redondances du système électrique³⁷ participent à la résilience du système en cas de survenue de ces aléas.

Pour les incendies :

La politique d'enfouissement des réseaux permet de limiter les dégâts sur les infrastructures.

Les services de l'Etat et les gestionnaires de réseau s'attachent à limiter autant que possible les conséquences d'un incendie sur l'alimentation en électricité et adaptent à la suite de chaque événement leurs procédures et/ou le dimensionnement du réseau.

Les procédures en vigueur sont élaborées autour de deux priorités : la première est la sécurité des personnes, notamment celle des personnels intervenant à proximité du réseau électrique, et la seconde est de prévenir ou de limiter les dégâts sur le réseau de transport de l'électricité afin de

³⁷ Notamment le critère (N-1) sur le réseau de transport de l'électricité

faciliter le retour à la normale. L'exploitation du réseau est adaptée en conséquence ; des coupures ponctuelles de clients peuvent être envisagées afin de limiter les transits sur certaines lignes.

Ces marges d'exploitation n'existent pas sur le réseau de distribution. La résilience du système tient alors à la rapidité du déploiement des moyens de secours et à la rapidité des réparations.

Inauguré en 2015, le filet de sécurité de la région Provence-Alpes-Côte-D'azur (PACA) est le dernier projet de RTE permettant de renforcer la résilience d'un territoire en cas de feu de forêt. Les trois liaisons souterraines 225 kV Briançon-La Bocca, Briançon- Fréjus et Boute-Trans apportent ainsi les redondances nécessaires au système pour faire face à l'aléa et prévenir des conséquences qui dépassent le secteur du ou des incendies.

Pour la sécheresse :

Pour faire face à une insuffisance de la ressource en eau en période d'étiage, les préfets sont amenés à prendre des mesures exceptionnelles de limitation ou de suspension des usages de l'eau en application du II-1^o de l'article L. 211-3 du code de l'environnement. **Les seuils entraînant des mesures de restriction sont définis au niveau local par les préfets de département.**

Les arrêtés « Sécheresse » ne peuvent être prescrits que pour une durée limitée, sur un périmètre déterminé. Ils doivent assurer l'exercice des usages prioritaires, plus particulièrement pour la santé, la sécurité civile, l'approvisionnement en eau potable et la préservation des écosystèmes aquatiques. Ils doivent également respecter l'égalité entre usagers des différents départements et la nécessaire solidarité amont-aval des bassins versants.

La prise d'arrêté « sécheresse » s'inscrit dans le cadre plus général de la politique de l'eau. En France, cette dernière est fondée sur quatre grandes lois (1964, 1992, transposition en 2004, 2006) et est encadrée par la directive-cadre européenne sur l'eau³⁸. Ce texte définit la notion de « bon état des eaux », vers lequel doivent tendre tous les États membres.

Les ressources en eau sont gérées par bassin hydrographique, délimités par les lignes de partage des eaux superficielles. L'animation territoriale de cette politique se fait ainsi autour de 12 bassins :

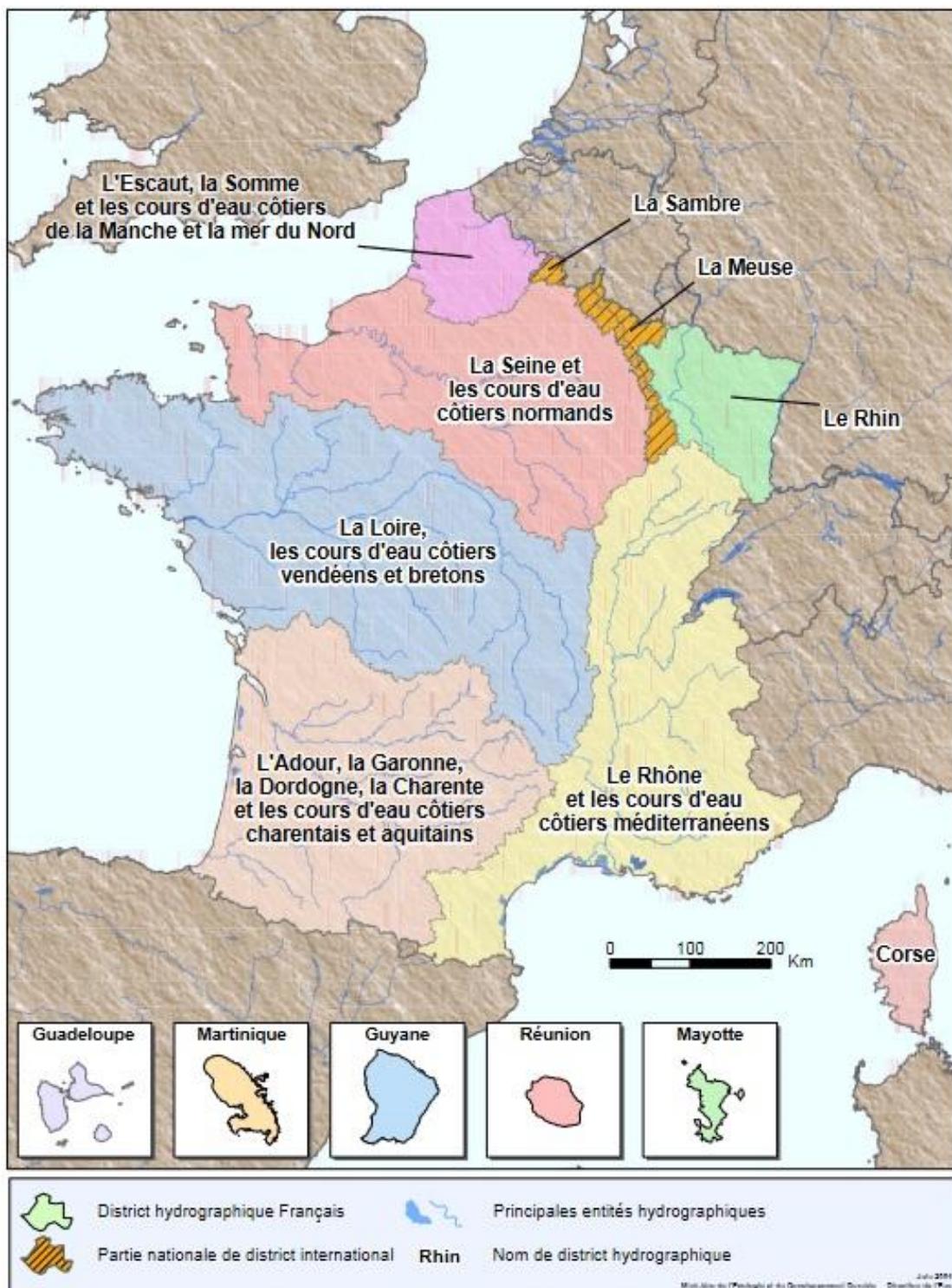
- Les sept bassins métropolitains : Adour-Garonne, Artois-Picardie, Loire-Bretagne, Rhin-Meuse, Rhône-Méditerranée, Corse, Seine-Normandie,
- Les cinq bassins d'outre-mer : Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion et Mayotte.

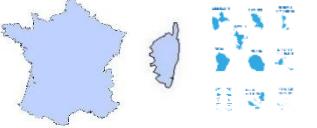
La gestion de ces bassins s'appuie sur la gouvernance d'un comité de bassin³⁹ et une solidarité financière organisée par une agence de l'eau en métropole et par un office de l'eau en outre-mer (hors Mayotte).

³⁸ [Directive 2000/60/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2000 établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau](#)

³⁹ Note : La circonscription du comité de bassin de Seine-Normandie est également constituée des communes de la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon.

En application de l'article L. 213-7 du code de l'environnement, le préfet de la région où le comité de bassin a son siège anime et coordonne la politique de l'Etat en matière de police et de gestion des ressources en eau afin de réaliser l'unité et la cohérence des actions déconcentrées de l'Etat en ce domaine dans les régions et départements concernés.



Territoires concernés		Déluge et crue	Fiche N°
			8

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Déluge et crue

(n°11 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse d'événements historiques (crues de la Seine en 1910 et 2016, inondations de l'Aude en 1999) et des projections hydrométéorologiques à long terme.

Description du risque

Les déluges et crues constituent un risque majeur pour le secteur de l'électricité en raison des inondations pouvant affecter les infrastructures de production, de transport et de distribution. Ces événements peuvent être de nature localisée (crues rapides après des orages violents) ou de grande ampleur (crues lentes des grands fleuves).

Portée du risque

Le risque inondation couvre notamment les situations suivantes :

- Les inondations dues aux crues lentes ou de plaine, parfois associées aux remontées de nappe
- Les inondations dues aux crues rapides et torrentielles
- Les inondations dues au ruissellement (urbain et/ou agricole)
- Les inondations faisant intervenir des phénomènes maritimes : submersion marine et crues estuariennes
- La défaillance d'ouvrage hydraulique de protection (rupture partielle ou totale)⁴⁰.

Au niveau national, la France est particulièrement exposée dans les zones à forte densité hydrologique, notamment les bassins de la Seine, de la Loire, du Rhône et de la Garonne. Les régions côtières sont également vulnérables en cas de submersion marine associée à des précipitations extrêmes.

À l'échelle régionale, une coordination avec les pays voisins est essentielle, en particulier pour la gestion des cours d'eau transfrontaliers (Rhin, Rhône, Meuse) et des interconnexions électriques.

⁴⁰ Peut être considérée comme un risque technologique

Les délages et crues affectent le système électrique à plusieurs niveaux :

- Les postes de transformation et les centrales électriques situés en zones inondables peuvent être submergés, entraînant des pannes prolongées.
- L'érosion des sols et les glissements de terrain peuvent fragiliser les pylônes et les câbles haute tension.
- Les routes inondées compliquent l'intervention des équipes de maintenance.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur un épisode de précipitations extrêmes provoquant des crues majeures de plusieurs fleuves et rivières, entraînant des inondations prolongées et impactant les infrastructures électriques.

État initial du système

Le réseau électrique est en fonctionnement normal, avec des réserves suffisantes pour couvrir la consommation nationale.

Exposition et vulnérabilité

Tous les territoires à risque important d'inondation peuvent être touchés (cf ci-dessous).

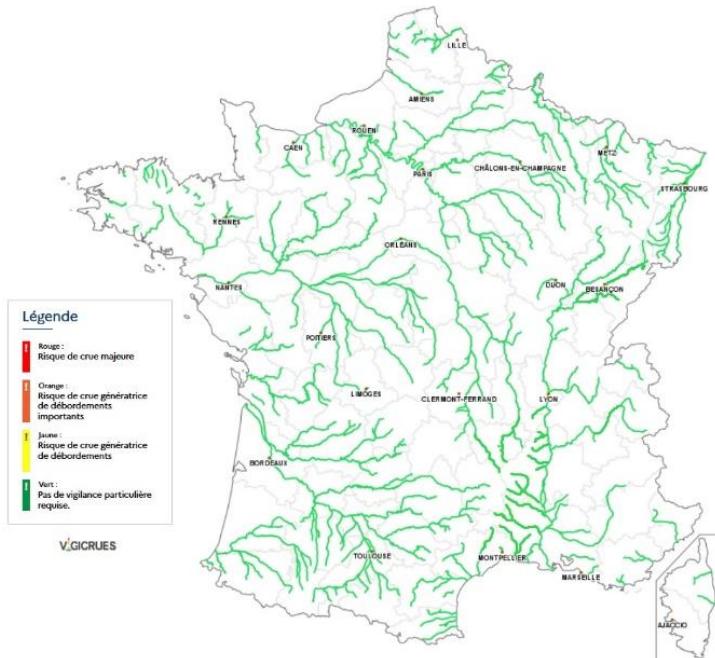
Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-7 à J-3) : Surveillance météorologique indiquant un risque accru de crues. Mise en pré-alerte des cellules de crise.
- Début de la crise (Jour J à J+2) : Précipitations intenses, premières inondations de sites sensibles, coupures électriques localisées.
- Phase critique (J+2 à J+7) : Crues atteignant des niveaux records, inondation des infrastructures critiques, délestages d'urgence.
- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+20) : Baisse progressive du niveau des eaux, réalimentation des zones touchées et bilan des dégâts.

Evaluation du risque

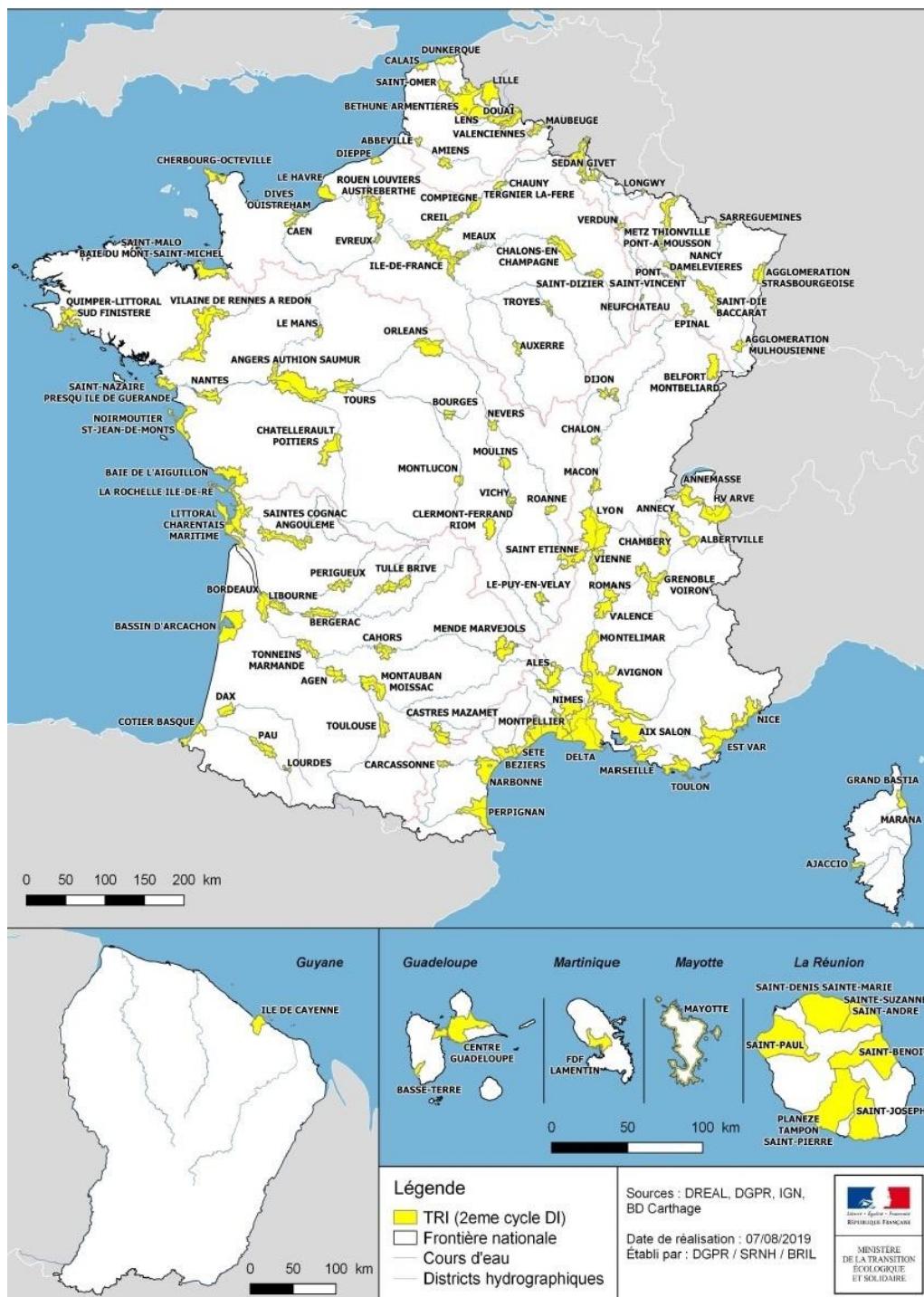
Les précipitations sont évaluées quotidiennement par l'établissement public Météo-France. Ce dernier accompagne ses prévisions d'un niveau de vigilance par territoire. Il a notamment développé un réseau d'avertissement sur les pluies intenses à l'échelle communale (APIC).

Le ministère de la Transition écologique assure la prévision des crues sur le réseau surveillé qui compte plus de 20 000 km de cours d'eau. Pour ce faire, le réseau Vigicrues, composé du service central d'hydrométéorologie et d'appui à la prévision des inondations (SCHAPI, créé en 2005), de 19 services de prévision des crues et des 27 unités d'hydrométrie dans les directions régionales (DREAL), s'appuie sur plusieurs centaines de stations hydrométriques qui mesurent la hauteur d'eau en temps réel. Le niveau de vigilance adéquat par tronçon de rivière, ainsi que les observations de hauteur d'eau et de débit sont disponibles sur le site <https://www.vigicrues.gouv.fr>. Depuis quelques années, des prévisions quantitatives sont également fournies lors des crues. Ce service est opéré 24h/24.



Carte d'information du site Vigicrues
- France métropolitaine

La prévention du risque inondation est proportionnée au couple « *probabilité d'occurrence * vulnérabilité du territoire* ». En France métropolitaine continentale, la priorité porte sur les 124 territoires à risque important d'inondation (TRI) identifiés à partir de critères nationaux de caractérisation du risque.



Si le coût de certaines crues, notamment sur le bassin de la Seine, se chiffre en milliards d'euros de dégâts sur tous les secteurs, une crue majeure ne conduirait pas à un incident de grande ampleur (IGA) pour le système électrique en l'absence d'un autre aléa. Les conséquences sur l'alimentation

en électricité sont estimées comme localisées sur les zones inondées et les zones à proximité immédiate.

En matière d'évaluation du risque liée aux submersions marines, la France a développé depuis 2011 des systèmes de vigilance et alerte, en liaison avec Météo France et le service hydrographique et océanographique de la marine (SHOM)⁴¹ pour disposer d'une vigilance « vagues-submersion ». Ce système de modélisation et de prévision fait l'objet de constantes optimisations.

Seuil de gestion de crise

- Alerte émise par Météo France
- Alerte émise par un SPC (DREAL)
- Activation du plan ORSEC
- Alertes émises par APIC-Vigicrues Flash

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	<p>Stratégie nationale de gestion du risque inondation</p> <p>Plans sectoriels :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les plans de gestion du risque inondation (PGRI), élaborés en application de la directive inondation à l'échelle d'un bassin. • les plans de prévention du risque inondation (PPRI), qui ont valeur de servitude d'utilité publique et intègrent des règles spécifiques de construction des bâtiments. <p>Planification/aménagement du territoire :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les Schémas régionaux⁴² 	<p>Dispositif ORSEC inondation départemental et de zone</p> <p>Mission référent départemental inondation (DDT)</p>
Collectivités territoriales	<p>Prise en compte des risques d'inondation et littoraux dans les documents de planification/aménagement du territoire et notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schémas de cohérence territoriale (SCoT) • Plans locaux d'urbanisme (PLU) 	

⁴¹ Service rattaché au ministère de la défense

⁴² Schéma régional =

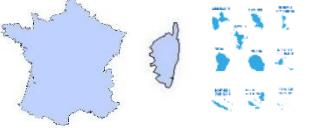
- Pour 11 régions de France métropolitaine continentale : le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)
- Pour la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte et La Réunion : le schéma d'aménagement régional (SAR)
- Pour l'Île-de-France : le schéma directeur de la région Île-de-France (SDRIF)
- Pour la Corse : le plan d'aménagement et de développement durable de la Corse (PADDuC)

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
	En articulation avec l'exercice de la compétence GEMAPI (EPCI-FP) Programmes d'actions de prévention des inondations (PAPI)	
Gestionnaires de réseau	Règles de construction des nouveaux ouvrages Schémas d'investissement et politique de sécurisation des postes existants (sur le RPT et sur le RPD) Modification de la structure du réseau public pour limiter le nombre de clients coupés hors zone inondée. A la suite d'une alerte, mise en sécurité des ouvrages situés en zone inondable	Mise hors tension de certains ouvrages en zone inondée Déploiement de groupes électrogènes pour rétablir l'alimentation des clients coupés et situés hors des zones inondées Anticipation de la décrue, des opérations de nettoyage et de réparation.
AODE	Choix d'investissement	

Note : La stratégie nationale de gestion du risque inondation poursuit 3 objectifs prioritaires :

- Augmenter la sécurité des populations exposées
- Stabiliser à court terme, et réduire à moyen terme, le coût des dommages liés à l'inondation
- Raccourcir fortement le délai de retour à la normale des territoires sinistrés.

En application de l'article L. 213-7 du code de l'environnement, le Préfet coordonnateur de bassin anime et coordonne la politique de l'Etat en matière d'évaluation et de gestion des risques d'inondation.

Territoires concernés		Pandémie	Fiche N°
			9

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Pandémie (n°27 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur des modélisations épidémiologiques et des retours d'expérience de crises sanitaires passées (COVID-19, grippe H1N1, SRAS).

Description du risque

Les pandémies, comme celle de la COVID-19, ont démontré leur capacité à perturber profondément les systèmes énergétiques et la gestion des infrastructures critiques. Bien que leur impact sur la production et la distribution d'électricité soit indirect, elles peuvent engendrer des difficultés en raison de la réduction des effectifs disponibles et des restrictions de déplacement.

Portée du risque

À l'échelle nationale, la pandémie nécessitera une coordination renforcée entre les gestionnaires de réseau, les autorités sanitaires et les services d'urgence. L'expérience de la crise COVID-19 a montré la nécessité d'adapter rapidement les processus de maintenance des infrastructures électriques et de garantir la continuité de l'approvisionnement en énergie.

Au niveau régional, le risque est considéré comme mineur.

Les pandémies affectent le système électrique de manière indirecte mais critique :

- Réduction de la disponibilité du personnel qualifié en raison des infections, des quarantaines et des restrictions de déplacement.
- Retards dans la livraison de pièces essentielles pour la maintenance des infrastructures électriques.
- Indisponibilité de moyens de production, ou retard dans la maintenance, conduisant à une désoptimisation des plans de production sur le court et moyen terme et à des risques pour l'équilibre offre/demande en hiver par exemple.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur une pandémie de grande ampleur, avec un taux d'infection élevé et une forte mortalité, perturbant durablement l'organisation des secteurs clés, y compris l'énergie. Cette pandémie affecte notamment la capacité des personnels du secteur à effectuer leurs déplacements et leurs missions.

Exposition et vulnérabilité

Les infrastructures critiques, comme les centrales électriques et les centres de supervision du réseau (CNES, ACR), nécessitent une présence physique de personnel qualifié. L'absence de personnel rend le système électrique vulnérable.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-30 à J-10) : Détection d'un virus émergent à potentiel pandémique, mise en place d'un plan de continuité des activités (PCA) dans les infrastructures électriques.
- Début de la crise (Jour J à J+30) : Multiplication des cas, premier impact sur la disponibilité des équipes, perturbations des chaînes d'approvisionnement.
- Phase critique (J+30 à J+180) : Pénurie de personnel qualifié, tensions sur l'approvisionnement énergétique, adaptation des stratégies de production et de distribution.
- Stabilisation et sortie de crise (J+180 à J+365) : Reprise progressive des effectifs, rétablissement des chaînes d'approvisionnement, bilan des impacts et adaptation des protocoles de gestion de crise.

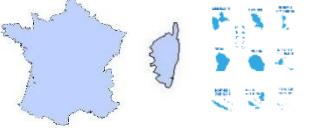
Evaluation du risque

Dernier précédent : pandémie de la Covid-19

Seuil de gestion de crise

Décision en opportunité du Gouvernement au regard de la situation sanitaire sur le territoire français et dans le monde.

Compétence	Mesures de prévention	Mesures de gestion de crise
Etat		<p>Plan national de continuité électrique</p> <p>Dispositif ORSAN (organisation du système de santé)</p> <p><i>[Échelle : niveau national]</i></p> <p>Plan pandémie grippale</p> <p><i>[Échelle : niveau national]</i></p> <p>Plan Ebola</p> <p><i>[Échelle : niveau national]</i></p>

	Tremblement de terre	Fiche N°
		10

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Tremblement de terre

(n°30 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur des études sismiques historiques (séisme de Lambesc en 1909, séisme des Alpes en 2019) et des simulations prenant en compte les failles actives et la densité des infrastructures électriques.

Description du risque

Les tremblements de terre constituent un risque majeur pour les infrastructures électriques, bien qu'ils soient relativement rares en France métropolitaine.

Portée du risque

Les tremblements de terre affectent le réseau électrique à plusieurs niveaux :

- Dommages physiques aux infrastructures électriques : Destruction de pylônes et des postes électriques, endommagement des barrages hydroélectriques et des centrales thermiques ou nucléaires.
- Coupures massives d'électricité : Risque de délestage localisé en raison de la destruction des lignes de transport et des postes.
- Perturbation des interventions d'urgence : Difficulté à mobiliser les équipes de réparation en raison des routes impraticables et des infrastructures de communication endommagées.
- Risque de catastrophes secondaires :
 - Glissements de terrain impactant les infrastructures électriques.
 - Risque de tsunami pour les régions côtières (Méditerranée).

Certaines régions, comme les Alpes, le sud-est du pays (Provence-Alpes-Côte d'Azur, et les Pyrénées, sont particulièrement exposées aux séismes.

À l'échelle nationale, le risque est ainsi la destruction de certaines infrastructures (postes de transformation, centrales nucléaires, lignes haute tension).

À l'échelle régionale, l'impact apparaît mineur, mais la coopération avec les pays voisins reste essentielle, notamment avec l'Italie et l'Espagne, qui sont exposées à des risques sismiques similaires.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur un séisme d'une magnitude de 6,5 à 7 sur l'échelle de Richter touchant une zone à forte densité de population et d'infrastructures énergétiques.

État initial du système

Le réseau électrique fonctionne en situation normale, avec des interconnexions actives et une production répartie entre nucléaire, hydraulique, thermique et renouvelables.

Exposition et vulnérabilité

Les zones les plus vulnérables comprennent :

- Les Alpes (régions de Nice, Grenoble), où se trouvent des centrales hydroélectriques et des barrages.
- Le sud-est (Marseille, Toulon) qui compte des infrastructures portuaires et industrielles.
- Les Pyrénées où les séismes plus fréquents menacent les lignes haute tension et les réseaux de distribution.

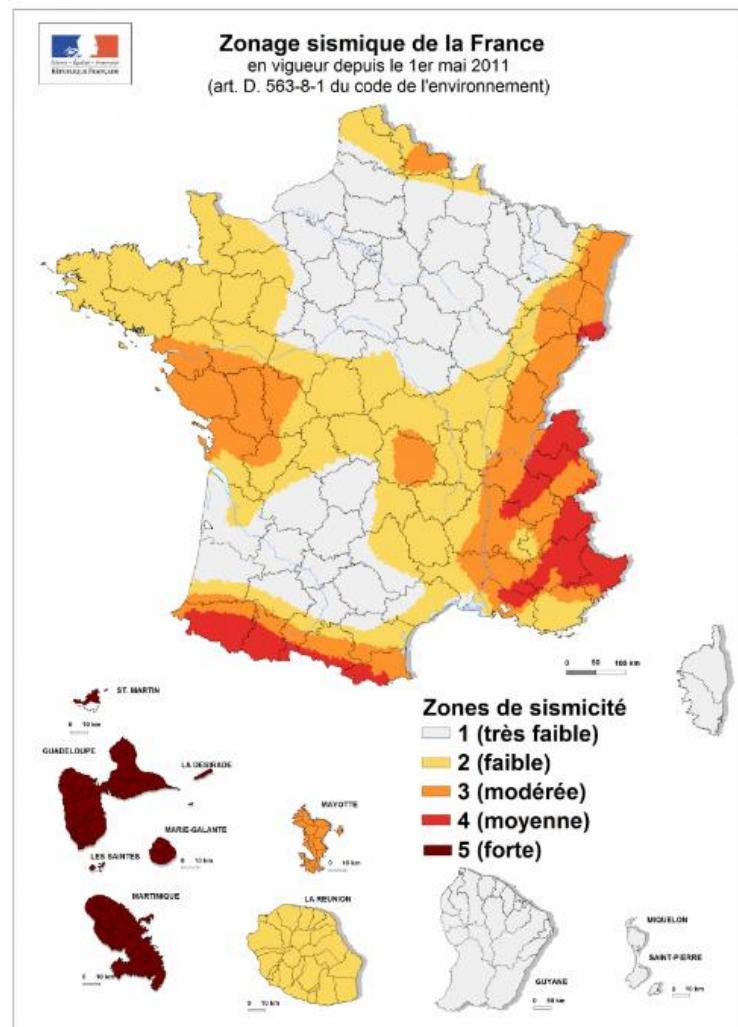
Horizon temporel et hypothèses

- Déclenchement de la crise (Jour J) : Séisme de forte intensité provoquant des destructions massives et des coupures d'électricité.
- Phase critique (J+1 à J+7) : Mobilisation des secours, réparation des infrastructures, gestion des secours pour les populations touchées.
- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+30) : Rétablissement progressif de l'électricité, reconstruction des infrastructures, renforcement des protections sismiques.

Evaluation du risque

Les communes françaises sont réparties entre les cinq zones de sismicité définies à l'article R. 563-4 du code de l'environnement (très faible, faible, modérée, moyenne, forte) conformément à la liste définie à l'article D. 563-8-1 du code de l'environnement.

Sur l'ensemble du territoire français, mises à part les Antilles (Guadeloupe, Martinique, Saint-Martin, Saint-Barthélemy), peu de zones sont exposées à des secousses importantes : les séismes de magnitude égale ou supérieure à 5 restent exceptionnels. Toutefois, en raison des enjeux (population, zones construites, etc.), de l'augmentation de cette exposition (zones de plus en plus urbanisées) et d'une qualité de construction variable, des séismes majeurs pourraient causer plusieurs centaines de victimes en métropole et plusieurs milliers aux Antilles.



Seuil de gestion de crise

Alerte émise par un organisme de surveillance des séismes ou survenue d'un séisme.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	<p>Cadre d'actions pour la prévention du risque sismique <i>[Échelle : niveau national]</i></p> <p>Plan séisme Antilles <i>[Périmètre : Martinique, Guadeloupe, Saint-Martin et Saint-Barthélemy]</i></p> <p>Plan de prévention des risques naturels sismiques (PPRS) <i>[Échelle : département ou niveau infra-départemental]</i></p> <p>Les PPRS ont valeur de servitude d'utilité publique. Ils intègrent des règles spécifiques de construction des bâtiments.</p>	
Gestionnaire d'installations	Dimensionnement des installations	

Territoires concernés	Rupture de l'approvisionnement en combustible fossile	Fiche N°
		11

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Rupture de l'approvisionnement en combustible fossile (n°13 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des tensions passées sur l'approvisionnement en gaz (crise du gaz russe-ukrainienne de 2006 et 2009, crise énergétique de 2022).

Description du risque

Une rupture prolongée de l'approvisionnement en gaz et en pétrole peut entraîner au niveau français et européen des tensions sur la production électrique et l'approvisionnement des secteurs dépendants des combustibles fossiles. Cette rupture prolongée pourrait conduire à une crise énergétique majeure, et résulter de conflits géopolitiques, de sanctions économiques, de perturbations logistiques ou de catastrophes naturelles affectant les infrastructures d'acheminement.

Portée du risque

Une rupture d'approvisionnement en combustible fossile peut avoir des conséquences majeures sur l'économie et la stabilité énergétique :

- Les centrales à gaz et à charbon, qui jouent un rôle d'appoint dans le mix énergétique, pourraient être mises à l'arrêt, créant un déséquilibre entre l'offre et la demande lors du passage des pointes de consommation.
- Une baisse des livraisons de gaz pourrait impacter non seulement la production électrique mais aussi le chauffage et l'industrie.
- Une crise d'approvisionnement pourrait entraîner une flambée des prix de l'électricité, affectant la compétitivité économique et le pouvoir d'achat des ménages.

La rupture d'approvisionnement en combustible fossile constitue ainsi un risque critique pour la sécurité énergétique de la France et de l'Europe. Le mix énergétique français repose encore partiellement sur le gaz naturel, le charbon et les produits pétroliers pour la production d'électricité et le chauffage.

À l'échelle nationale, la France dispose d'un mix énergétique reposant encore en grande partie sur le gaz naturel et les produits pétroliers. En ce qui concerne le système électrique, bien que le mix

électrique soit majoritairement décarboné, la France doit anticiper les impacts d'une telle crise sur les capacités de production de ses centrales thermiques à gaz et à charbon, ainsi que les effets de concurrence entre usages pour le gaz naturel.

À l'échelle régionale, le constat précédent reste vrai, et les impacts transfrontaliers pourraient ainsi s'avérer majeurs si de nombreux Etats membres faisaient face à cette rupture prolongée d'approvisionnement. La coopération avec les pays voisins est essentielle pour gérer la crise de manière coordonnée, en activant les mécanismes de solidarité énergétique et en optimisant l'utilisation des interconnexions électriques.

Dans les territoires d'outre-mer, non interconnectés au réseau électrique continental, une rupture d'approvisionnement en fioul constituerait un risque immédiat pour la continuité de l'alimentation électrique. Ces systèmes insulaires reposent encore largement sur des centrales thermiques au fioul, qui assurent la base et l'équilibre du réseau en l'absence d'interconnexion. Une pénurie de combustible pourrait ainsi entraîner des coupures de courant massives, affectant les services essentiels, les infrastructures critiques et l'activité économique locale. La diversification progressive du mix énergétique dans ces territoires reste donc une priorité stratégique pour renforcer leur résilience.

Caractérisation du scénario retenu

En raison de perturbations de l'approvisionnement en gaz naturel, la faible disponibilité des combustibles fossiles conduit, dans un premier temps, à réduire la production d'électricité des installations de production utilisant ces combustibles comme énergie primaire et, dans un second temps, à leur arrêt. **État initial du système**

Le réseau électrique fonctionne normalement, avec le recours aux CCG et aux TAC aux périodes de pointe.

Exposition et vulnérabilité

- Les centrales à gaz, qui représentent une source d'appoint importante en période hivernale, seraient les premières touchées.
- Les infrastructures de stockage de gaz ne suffisent pas à garantir un approvisionnement durable en cas de crise prolongée.
- Les interconnexions électriques pourraient être insuffisantes si la rupture d'approvisionnement en combustible fossile affecte plusieurs pays européens.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-30 à J-7) : Identification des premiers signes de tensions sur le marché du gaz naturel ou du pétrole. Surveillance des stocks et anticipation des mesures de substitution.
- Début de la crise (Jour J à J+30) : Forte réduction des livraisons de gaz et de pétrole, activation des stocks stratégiques pétroliers. Premières restrictions sur les usages non prioritaires.
- Phase critique (J+30 à J+180) : Housse des prix de l'énergie, mise en place de mesures de rationnement, accélération des alternatives énergétiques.
- Stabilisation et sortie de crise (J+180 à J+...)

Dans les ZNI, la dépendance aux produits pétroliers, notamment au fioul, est particulièrement marquée pour la production d'électricité. Contrairement à la métropole, ces territoires ne peuvent pas compter sur des interconnexions électriques pour sécuriser leur approvisionnement.

Evaluation du risque

En France métropolitaine continentale, la production d'électricité à partir de combustibles fossiles représente 7,5% de la production annuelle 2020, soit 37,6 TWh⁴³.

La majorité de la production à partir de combustibles fossiles se fait à partir de gaz (34,5 TWh). Les conséquences d'une rupture de l'approvisionnement en fioul ou en charbon seront donc limitées pour la métropole.

Les systèmes électrique et gazier sont en revanche interdépendants, notamment en période de grand froid et lors du passage des pointes de consommation hivernales. Les systèmes électriques et gaziers sont soumis à des problématiques d'équilibrage distinctes, avec notamment une cinétique beaucoup plus rapide pour le système électrique que pour le système gazier. Des réflexions ont été menées pour exploiter au mieux ces différences dans l'éventualité d'une situation de crise commune aux systèmes électriques et gaziers, par exemple à travers un ciblage pour les centrales électriques des dispositifs d'interruptibilité et de délestage de la consommation de gaz naturel sur les périodes nocturnes, durant lesquelles le système électrique est moins sollicité.

Dans les zones non interconnectées, la production d'électricité repose encore très largement sur le fioul, parfois à plus de 80 %. Une rupture d'approvisionnement aurait des conséquences immédiates sur la continuité du service électrique, faute d'alternatives disponibles à court terme. La vulnérabilité logistique et la faible capacité de stockage renforcent les risques.

Seuil de gestion de crise

Au moment où la rupture de l'approvisionnement en combustible fossile a des conséquences sur la production d'électricité, le dispositif de gestion de crise est déjà actif au regard de cette rupture d'approvisionnement et de ses impacts sur les autres secteurs de l'économie.

⁴³ Pour mémoire, production annuelle 2020 en France métropolitaine continentale : 500,1 TWh

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	<p>Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)</p> <p>Identification des consommateurs bénéficiant d'un niveau de protection supplémentaire en cas de délestage de la consommation de gaz naturel</p> <p>Gestion des stocks stratégiques en produits pétroliers</p>	<p>Relocalisation des stocks stratégiques pétroliers</p> <p>Utilisation des stocks stratégiques pétroliers</p>
Acteurs du secteur du gaz	Obligation d'approvisionnement en gaz naturel	Dispositifs d'interruptibilité et de délestage de la consommation de gaz naturel intégrant la problématique d'équilibrage du système électrique
Acteurs du secteur des hydrocarbures	Obligation de constitution de stocks stratégiques	
Acteurs du secteur électrique	<p>Élaboration de scénarios de tension sur les approvisionnements en fioul, gaz ou charbon et intégration dans les bilans prévisionnels.</p> <p>Évaluation régulière de la criticité des centrales thermiques fossiles dans la couverture des pointes de consommation, en lien avec les gestionnaires de réseau.</p> <p>Identification des installations électriques critiques susceptibles d'être priorisées en cas de rupture d'approvisionnement.</p>	<p>Ajustement de la production des centrales fossiles selon la disponibilité des combustibles, sous pilotage du gestionnaire de réseau de transport.</p> <p>Appels ciblés à la réduction de consommation via les dispositifs de type Ecowatt</p> <p>Adaptation en temps réel du plan de fonctionnement du système électrique, y compris reprogrammation de maintenances ou réduction de l'export.</p> <p>Mise en œuvre de plans de délestage électriques si les capacités restantes sont insuffisantes pour couvrir les pointes.</p>

Territoires concernés	Baisse ou interruption de la production d'électricité d'origine nucléaire consécutive à une pénurie de combustible nucléaire, à la saturation des capacités d'entreposage des combustibles usés ou à la survenue d'une anomalie technique générique	Fiche N°
		12

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Pénurie de combustible nucléaire

(n°14 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur des études prospectives des capacités de production de combustible nucléaire et d'entreposage du combustible nucléaire usé en France, ainsi que sur les risques liés à l'approvisionnement en uranium (dépendance à certains fournisseurs, instabilité géopolitique).

Description du risque

Une pénurie de combustible nucléaire limiterait la capacité de production des réacteurs, dégradant l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité. De même, la saturation des capacités d'entreposage des combustibles usés pourrait entraîner l'arrêt temporaire de certaines centrales, ce qui pourrait impliquer des tensions sur le réseau. Ce risque pourrait être accentué par des tensions géopolitiques, des perturbations logistiques ou des défaillances techniques.

Portée du risque

La France, avec un mix électrique largement dominé par l'énergie nucléaire (environ 70% de la production électrique), est exposée à l'approvisionnement en combustible nucléaire. En outre, la disponibilité de capacités d'entreposage des combustibles nucléaires usés est cruciale, puisqu'une saturation des capacités d'entreposage de combustibles usés empêcherait le recharge des réacteurs en combustible, ce qui entraînerait une baisse de la production électrique d'origine nucléaire en conséquence.

Dans les deux cas, la perte temporaire d'une partie de la capacité nucléaire nécessiterait un recours accru aux centrales thermiques et aux importations, risquant d'entraîner une hausse des prix et des tensions sur l'équilibre offre-demande.

Pour autant du fait de la disponibilité d'uranium au niveau mondial, de la stratégie d'approvisionnement diversifiée du parc français, de la place de l'industrie française dans plusieurs étapes clés de l'amont du cycle du combustible (conversion, enrichissement, fabrication de combustibles) et des inventaires disponibles, une rupture d'approvisionnement en combustible nucléaire apparaît improbable, ce qui limite la portée du risque.

La stratégie de recyclage des combustibles usés mise en œuvre en France participe également à la sécurité d'approvisionnement en uranium dès lors qu'elle offre un potentiel de réduction du besoin français d'uranium naturel jusqu'à 25 % grâce à la production de combustible sous forme d'oxydes

mixtes d'uranium et de plutonium (Mox) et de combustible à base d'uranium de retraitement enrichi (URE).

De même, la disponibilité suffisante de capacités d'entreposage de combustibles usés fait l'objet d'un suivi de la part des administrations et de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection, qui ont, conjointement avec les industriels de la filière, mis en place un plan visant à assurer la disponibilité de capacités d'entreposage suffisantes dans la durée, y compris en sécurisant la capacité de recourir à des parades successives en cas de besoin.

À l'échelle régionale, la France exporte des volumes significatifs d'électricité d'origine nucléaire, notamment durant les périodes pendant lesquelles la production renouvelable dans les Etats voisins est plus faible. Une pénurie de combustible nucléaire ou une saturation des capacités d'entreposage des combustibles nucléaires usés aurait ainsi un impact élevé sur le système électrique européen. Enfin, il est très difficile d'anticiper les éventuelles anomalies génériques susceptibles d'affecter le parc de réacteurs.

Caractérisation du scénario retenu

Le scénario peut correspondre à deux cas de figure :

- 1) A la suite d'une rupture prolongée⁴⁴ de l'approvisionnement en combustibles nucléaires, leur utilisation est limitée et conduit, dans un premier temps, à réduire la production de certaines installations et, dans un second temps, à l'arrêt de certaines centrales nucléaires.
- 2) Une saturation de la piscine d'entreposage d'un réacteur⁴⁵ conduit à une interruption contrainte du fonctionnement du réacteur. En fonction de la cause de l'interruption de l'évacuation des combustibles, notamment en cas de saturation des piscines d'entreposage d'Orano à La Hague ou de crise nationale dans le secteur des transports, cet arrêt peut concerner plusieurs réacteurs.
- 3) A la suite d'une anomalie technique générique, plusieurs réacteurs doivent être arrêtés temporairement pour contrôles ou réparation, ou définitivement.

État initial du système

Le réseau électrique fonctionne normalement, avec un approvisionnement régulier en combustible nucléaire et des infrastructures d'entreposage des combustibles usés opérationnelles.

Exposition et vulnérabilité

- La France est exposé à l'uranium importé provenant de différentes sources d'approvisionnement (Kazakhstan, Canada, Australie,...). La conversion et l'enrichissement pour la production d'électricité par EDF sont assurés, en partie et dans une logique de diversification, par des entreprises internationales aux côtés d'Orano, entreprise française.
- Les capacités d'entreposage des combustibles usés pourraient atteindre la saturation, forçant l'arrêt progressif du fonctionnement des réacteurs.

⁴⁴ Durée évaluée en fonction des stocks français de combustible

⁴⁵ Piscine dans laquelle les combustibles usés sont entreposés environ 2 à 3 ans avant leur envoi vers l'usine de retraitement de La Hague d'Orano

Horizon temporel et hypothèses

- Plusieurs années en amont : Premiers signaux de tensions sur l'approvisionnement en uranium ou saturation des infrastructures d'entreposage. Premières mesures préventives.
- Début de la crise en cas de mesures préventives insuffisantes : Mise à l'arrêt progressive de plusieurs réacteurs, risque de tensions sur la sécurité d'approvisionnement
- Stabilisation et sortie de crise (période indéterminée) : Diversification des sources d'approvisionnement, renforcement des infrastructures d'entreposage des combustibles usés, mise en service de nouvelles capacités de production renouvelable.

Evaluation du risque

En France métropolitaine continentale, la production d'électricité d'origine nucléaire en 2024 a été de 361,7 TWh, soit 67,3 % de la production totale d'électricité.

La consommation d'EDF pour le parc français représente environ 8 000 tonnes d'uranium naturel par an, soit plus de 12 % de la consommation mondiale qui s'élève en moyenne à 65 000 tonnes.

Les réserves mondiales raisonnablement accessibles sont estimées à 4,6 millions de tonnes d'uranium (MtU), ce qui correspond à 74 ans de consommation mondiale. Ces réserves sont globalement bien réparties sur le plan géographique avec principalement l'Australie (1,7 MtU), l'Afrique (0,9 MtU), l'Asie Centrale (0,8 MtU) et l'Amérique du Nord (0,5 MtU).

Le risque de pénurie est relativement faible et ce, même si à la suite de l'agression russe en Ukraine, le marché de l'uranium s'est fortement tendu, avec un prix moyen s'élevant dorénavant à environ 80 \$ la livre d'uranium au marché spot.

S'agissant de l'entreposage des combustibles sur les sites des réacteurs, des marges sont prévues afin d'anticiper toute difficulté liée à l'évacuation du combustible usé ou à l'approvisionnement par une recharge neuve. En exploitation, la piscine d'un réacteur doit disposer d'un nombre d'emplacements disponibles suffisant pour accueillir les assemblages du cœur entier du réacteur et ceux de la recharge neuve du cycle suivant. Ce seuil opérationnel est le « seuil d'exploitation ».

Par ailleurs, pour mémoire, la majorité des combustibles usés sont entreposés sur le site Orano de La Hague, qui fait l'objet d'une surveillance spécifique concernant ses capacités d'entreposage et de retraitement du combustible. De nouvelles capacités d'entreposage seront nécessaires à l'horizon 2040 et les industriels réalisent actuellement des études pour disposer de nouvelles capacités à cet horizon. D'ici là, les piscines d'entreposage actuelles font l'objet d'une densification progressive qui permet d'en augmenter la capacité. Un contrat cadre de long terme signé entre Orano et EDF a permis de déterminer les orientations stratégiques sur le transport, l'entreposage et le traitement de ce combustible usé ; il est complété par des contrats périodiques qui déterminent notamment les investissements et les financements correspondants qui doivent être réalisés par les deux partenaires pour garantir la réalisation des orientations stratégiques.

Seuil de gestion de crise

Alerte émise par EDF, Orano, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASN) ou l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) relative aux combustibles ou aux combustibles usés.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	<p>Mise en œuvre des actions du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs visant à assurer la disponibilité suffisante de capacités d'entreposage de combustibles usés, en anticipant les perspectives de saturation des capacités existantes</p> <p>Suivi des actions de la filière nucléaire française visant à garantir la disponibilité en uranium nécessaire au fonctionnement du parc nucléaire français existant et aux nouvelles capacités de production d'électricité nucléaire envisagées</p> <p>Suivi des actions de la filière nucléaire française visant à garantir le fonctionnement des installations du cycle du combustible nucléaire</p> <p>Vérification du respect de l'obligation de constitution d'un inventaire d'uranium par EDF pour l'exploitation de son parc électronucléaire.</p>	
Acteurs du secteur du combustible nucléaire	<p>Sécurisation contractuelle sur le long terme</p> <p>Diversification géographique et commerciale des sources d'approvisionnement pour chaque étape du cycle du combustible (la mine, la conversion, l'enrichissement et la fabrication des assemblages)</p> <p>Constitution d'inventaires d'uranium à chaque étape de ce cycle pour prévenir le risque d'une rupture d'approvisionnement</p> <p>Mise en œuvre de projets industriels et de plans de performance visant à garantir le fonctionnement des installations du cycle du combustible nucléaire</p> <p>Prévenir les éventuelles dégradations génériques affectant les réacteurs, notamment par la bonne mise en œuvre des programmes de maintenance préventive et la réalisation des contrôles périodiques appropriés</p>	

Territoires concernés		Indisponibilité d'un ou plusieurs éléments du réseau	Fiche N°
			13

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénarios régionaux correspondants

Incident local ayant des conséquences au niveau d'une région⁴⁶ (n°15 - rapport ENTSO-E)

Défaillances multiples et simultanées (n°18 - rapport ENTSO-E)

Ecroulement du réseau / chute en cascade du réseau (n°19 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des incidents passés (tempête de 1999, black-out italien de 2003, coupure européenne de 2006) et sur des simulations des vulnérabilités du réseau.

Description du risque

L'indisponibilité d'un ou plusieurs éléments du réseau électrique est un scénario de crise critique qui peut être causé par divers facteurs : défaillances techniques, incidents climatiques, cyberattaques, actes de malveillance ou erreurs humaines. L'impact de ce type de crise dépend de l'ampleur de l'indisponibilité, de la rapidité des mesures correctives et de la résilience du réseau interconnecté européen.

Portée du risque

Une indisponibilité du réseau peut avoir plusieurs conséquences :

- Une coupure affectant un élément clé (ligne haute tension, poste électrique) peut provoquer un effet domino.
- Les déséquilibres de fréquence et de tension peuvent se propager aux pays voisins.

À l'échelle nationale, l'indisponibilité d'un élément clé du réseau peut engendrer des coupures électriques ponctuelles ou plus larges, affectant l'ensemble des consommateurs de la zone concernée.

À l'échelle régionale, étant donné l'interconnexion du réseau européen, une perte d'un élément de réseau en France peut affecter les pays voisins et entraîner des événements en cascade et des pannes majeures, avec par exemple l'impossibilité de réaliser des échanges transfrontaliers.

⁴⁶ Région au sens du règlement

Note :

En application du règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, notamment de son article 32 paragraphe 2⁴⁷, en état normal, chaque gestionnaire de réseau de transport d'électricité est tenu d'assurer la continuité d'alimentation en électricité en cas de perte de certains éléments du réseau.

La résilience du système à ces aléas est appelée « critère (N-1) ».

Caractérisation du scénario retenu

Deux cas de figure peuvent se produire, ces cas de figure pouvant correspondre à un seul scénario au regard des conséquences :

- Survenue d'un incident qualifié de « hors dimensionnement⁴⁸ » par RTE ou Enedis et ayant des conséquences sur le réseau de transport de l'électricité et/ou sur un poste source.
- Défaillances simultanées ou défaillances successives dans un délai restreint de plusieurs éléments du réseau de transport de l'électricité.

L'origine de l'incident peut être liée au réseau public de l'électricité ou être située à proximité du réseau.

Cet incident tout d'abord localisé peut conduire à la destruction ou à la mise en sécurité d'éléments critiques du réseau, à un incident au sein d'un poste électrique, notamment un incendie ou une explosion.

Il en résulte une perturbation significative de l'alimentation électrique.

État initial du système

Le réseau fonctionne normalement avec une répartition équilibrée des flux.

Exposition et vulnérabilité

- Les lignes haute tension et les postes électriques.
- Les Interconnexions

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-7 à J-1) : Identification d'une vulnérabilité ou d'un risque accru (conditions météorologiques extrêmes, menaces de cyberattaque, maintenance non planifiée).
- Début de la crise (Jour J à J+1) : Défaillance soudaine d'un élément clé du réseau, entraînant des coupures locales ou des déséquilibres régionaux.
- Phase critique (J+1 à J+7) : Réalimentation progressive du réseau, mise en œuvre des mesures de secours, coordination avec les interconnexions européennes.

⁴⁷ Article 32 paragraphe 2 du règlement UE n°2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité :

« Dans la situation (N-1), en état normal, chaque GRT, ayant préparé les actions correctives à appliquer et à exécuter dans le délai alloué pour les surcharges transitoires admissibles, maintient les flux de puissance dans les surcharges transitoires admissibles visées à l'article 25, paragraphe 1, point c). »

⁴⁸ Un incident est qualifié de « hors dimensionnement » si, à l'échelle du réseau public concerné, le coût des mesures à prendre pour le prévenir est supérieur au coût des réparations à engager.

Notion plus large que l'aléa hors dimensionnement tel que défini dans le règlement 2017/1485

- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+30) : Analyse des causes, renforcement des infrastructures et amélioration des protocoles de gestion de crise.

Evaluation du risque

L'évaluation du risque est réalisée par chaque gestionnaire de réseau. Cette évaluation contribue au dimensionnement du réseau et oriente la politique de maintenance des ouvrages.

Seuil de gestion de crise

Analyse circonstanciée.

Décision en opportunité en fonction des dégâts constatés et de la nécessité ou non pour les gestionnaires de réseau de bénéficier du soutien de l'Etat.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Tous les acteurs	Mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) n° 2017/2196 sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique	Mise en œuvre des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique
Etat	Aménagement du territoire, Approbation des implantations des ouvrages du réseau de transport de l'électricité Démarche de préservation du réseau stratégique en Île-de-France	Si incendie, cadre général d'intervention des sapeurs-pompiers
Gestionnaires de réseau	Sécurisation et renforcement du réseau moyenne tension pour permettre la reprise de l'alimentation d'un poste source par les postes voisins. Choix des implantations des ouvrages du réseau de transport de l'électricité Aménagement des postes sources Compartimentage et mesure de réduction de propagation d'un feu au sein des postes sources et des galeries.	
RTE (en complément de la ligne précédente)	Conventions entre RTE d'une part et les services départementaux d'incendie et de secours (SDIS) ou les brigades de sapeurs-pompiers d'autre part afin de préparer le cadre d'intervention des pompiers. Démarche de préservation du réseau stratégique en Île-de-France	
AODE et collectivités	Enfouissement des réseaux (à l'exception des enfouissements en galeries)	

Territoires concernés	Interaction non anticipée des règles du marché de l'électricité	Fiche N°
		14

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Interaction non anticipée des règles du marché de l'électricité (n°25 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des épisodes passés de volatilité extrême des prix, des comportements spéculatifs et des effets non anticipés des réformes du marché.

Description du risque

Le marché de l'électricité repose sur des règles complexes qui régissent l'équilibre entre l'offre et la demande, les échanges transfrontaliers et la tarification. Une interaction non anticipée de ces règles peut provoquer des effets indésirables sur le système électrique, entraînant des distorsions de prix, des déséquilibres d'approvisionnement ou des comportements opportunistes de certains acteurs du marché.

Le scénario serait initié par un comportement inhabituel et extrême d'un ou plusieurs acteurs du marché (panique du marché).

Ce comportement peut résulter de l'une des circonstances suivantes :

- Changement de certaines règles ou mécanismes du marché de l'énergie dans au moins un pays avec des conséquences non désirées ;
- Des conditions météorologiques, de demande ou de réseau électrique très inhabituelles, qui ne sont pas familières à de nombreux acteurs du marché de l'énergie ;
- Des conditions météorologiques très inhabituelles peuvent notamment signifier des températures très basses ou très élevées pendant 10 jours consécutifs ou plus ;
- Une demande inhabituelle peut notamment signifier une perturbation de la demande durant plus de 10 jours consécutifs, et peut elle-même résulter de conditions économiques, sociales ou politiques.

Les « marchés de l'énergie » peuvent faire référence aux : marchés de gros de l'énergie, mécanismes de capacité, mécanismes d'échange de droits d'émission, mécanismes d'échange de capacités transfrontaliers, services système négociés sur les marchés, tarification de la rareté, etc.

Portée du risque

- Une interaction non anticipée des règles du marché de l'électricité peut avoir plusieurs conséquences : Une variation excessive des prix peut entraîner des coûts insoutenables pour les consommateurs et les industriels.
- Des signaux de prix inadaptés peuvent conduire à des décisions erronées de production et de consommation.
- Une mauvaise coordination des mécanismes de marché peut créer des tensions sur l'approvisionnement. Certains acteurs peuvent exploiter des failles réglementaires pour maximiser leurs profits au détriment de la stabilité du marché.

À l'échelle nationale, la France est intégrée au marché européen de l'électricité, ce qui signifie que toute anomalie dans les règles du marché peut avoir des répercussions sur la stabilité du réseau et les prix de l'énergie.

À l'échelle régionale, une défaillance du marché dans un pays peut impacter les échanges aux interconnexions et perturber l'approvisionnement électrique de plusieurs États membres.

Caractérisation du risque

Le scénario principal repose sur une anomalie majeure dans le fonctionnement du marché de l'électricité, conduisant à une instabilité des prix et à des déséquilibres de production et de consommation. Le scénario serait initié par un comportement inhabituel et extrême d'un ou plusieurs acteurs du marché (panique du marché).

Ce comportement peut résulter de l'une des circonstances suivantes :

- Changement de certaines règles ou mécanismes du marché de l'énergie dans au moins un pays avec des conséquences non désirées ;
- Des conditions météorologiques, de demande ou de réseau électrique très inhabituelles, qui ne sont pas familières à de nombreux acteurs du marché de l'énergie ;
- Des conditions météorologiques très inhabituelles peuvent notamment signifier des températures très basses ou très élevées pendant 10 jours consécutifs ou plus ;
- Une demande inhabituelle peut notamment signifier une perturbation de la demande durant plus de 10 jours consécutifs, et peut elle-même résulter de conditions économiques, sociales ou politiques.

Les « marchés de l'énergie » peuvent faire référence aux : marchés de gros de l'énergie, mécanismes de capacité, mécanismes d'échange de droits d'émission, mécanismes d'échange de capacités transfrontaliers, services système négociés sur les marchés, tarification de la rareté, etc.

État initial du système

Le marché fonctionne selon les règles établies, permettant une allocation efficace des ressources énergétiques entre producteurs et consommateurs.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-1): Premiers signaux d'alertes sur les marchés (prix anormaux, sens des échanges inhabituel ou flux non anticipés).
- Début de la crise (Jour J à J+3...): Fluctuations extrêmes des prix et déséquilibres des acteurs de marché, lignes électriques en surcharge
- Stabilisation et sortie de crise (J+4 à J+...): identification des causes, mise en place des mesures correctives, et renforcement des mécanismes de régulation du marché.

Evaluation du risque

Probable

Seuil de gestion de crise

Survenue de l'incident

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	Surveillance du marché de l'électricité et de son fonctionnement	
CRE	Surveillance du marché de l'électricité et de son fonctionnement	
Acteurs du secteur de l'électricité	Participation active au marché de l'électricité et analyse de son fonctionnement	

Territoires concernés	Erreur humaine lors de l'exploitation du réseau	Fiche N°
		15

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Erreur humaine lors de l'exploitation du réseau

(n°20 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des incidents passés liés à des erreurs humaines, notamment lors des délestages, des opérations de maintenance ou de la gestion en temps réel du réseau.

Description du risque

L'exploitation du réseau électrique repose sur des processus complexes nécessitant une surveillance continue, une coordination efficace et des décisions rapides. Une erreur humaine, qu'elle soit due à une mauvaise manipulation, une mauvaise interprétation des données ou une prise de décision inadaptée sous pression, peut entraîner des pannes, des déséquilibres de fréquence ou des coupures d'électricité à grande échelle.

Portée du risque

Une erreur humaine lors de l'exploitation du réseau peut avoir plusieurs conséquences :

- Une mauvaise manipulation peut entraîner un déséquilibre entre l'offre et la demande, impactant la fréquence du réseau.
- Une action inappropriée peut provoquer l'ouverture involontaire de lignes haute tension ou l'arrêt imprévu de centrales électriques.
- Une erreur dans la gestion des coupures contrôlées peut conduire à des coupures plus étendues que nécessaire.

À l'échelle nationale, le réseau électrique français est géré par des opérateurs qualifiés (RTE pour le transport et Enedis pour la distribution), mais il reste vulnérable à des erreurs humaines, notamment en période de forte tension sur le réseau.

À l'échelle régionale, les interconnexions européennes impliquent une coordination avec les gestionnaires de réseau des pays voisins. Une erreur sur le réseau français peut se propager au niveau européen, comme en témoigne la coupure de 2006 en Allemagne qui avait affecté plusieurs pays.

Caractérisation du scénario retenu

Le scénario principal repose sur une erreur humaine majeure lors de l'exploitation du réseau, entraînant une coupure d'électricité affectant plusieurs millions d'usagers pendant plusieurs heures.

État initial du système

Le réseau fonctionne normalement avec une surveillance continue par les centres de dispatching et une gestion en temps réel de la production et de la consommation.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-7 à J-1) : Identification d'un risque potentiel lié à une opération de maintenance, ou une intervention technique sur le réseau.
- Début de la crise (Jour J) : Une erreur humaine entraîne une perturbation soudaine du réseau, provoquant des coupures locales ou un déséquilibre électrique.
- Phase critique (J+1 à J+7) : Tentative de réalimentation du réseau, investigation des causes et adaptation des mesures correctives.
- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+30) : Analyse post-incident, formation des opérateurs et renforcement des procédures de sécurité.

Evaluation du risque

Probable

Seuil de gestion de crise

Survenue de l'incident

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Gestionnaires de réseau	Délivrance d'une habilitation pour les personnels pouvant dans l'exercice de leur fonction menacer leur sécurité ou celle d'un tiers et pour les personnels en charge de l'exploitation du système Formations associées à la délivrance et au maintien de cette habilitation. Maintien des compétences des salariés avec des mises en situation, des recyclages de formation et des sensibilisations sur les nouvelles crises pouvant être rencontrées	

	Perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système	Fiche N° 16
---	--	-------------------

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système (n°17 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur des analyses des risques liés aux infrastructures télécoms et aux cyberattaques, ainsi que sur des simulations d'incidents passés ayant affecté la gestion du réseau électrique.

Description du risque

Le réseau électrique repose sur des infrastructures de communication critiques permettant la supervision, la coordination et l'exploitation du système. Une perte soudaine de ces moyens de communication, qu'elle soit causée par une cyberattaque, une panne technique, une erreur humaine ou une catastrophe naturelle, peut entraîner un manque de visibilité sur l'état du réseau et une incapacité à réagir rapidement aux déséquilibres de production et de consommation.

Portée du risque

La perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système peut avoir plusieurs conséquences :

- Perte de supervision du réseau : Sans communication entre les centres de contrôle et les infrastructures électriques, il devient difficile de détecter et de corriger les incidents en temps réel.
- Déséquilibre entre production et consommation : L'incapacité à ajuster l'offre en fonction de la demande peut entraîner une surcharge du réseau ou un déficit de production.
- Risque de délestages non contrôlés : En l'absence de coordination, certaines zones peuvent subir des coupures de courant non planifiées.
- Impact sur la sûreté des installations critiques : Sans communication, il devient plus difficile de surveiller les centrales nucléaires, les barrages hydroélectriques et les autres infrastructures stratégiques.

À l'échelle nationale, la France dépend fortement des télécommunications pour la gestion du réseau haute tension (RTE) et la distribution d'électricité (Enedis). La perte des moyens de communication entre les centres de contrôle et les postes électriques peut compromettre la stabilité du réseau.

À l'échelle régionale, les systèmes des pays voisins peuvent également être touchés. Une perte des moyens de télécommunication peut avoir des impacts transfrontaliers majeurs, avec une propagation des déséquilibres en cas d'incident. Une coupure des communications peut empêcher l'ajustement des flux d'électricité entre pays et perturber les mécanismes de marché.

Caractérisation du risque

Le scénario correspond soit à l'indisponibilité d'une partie substantielle de l'infrastructure de télécommunication utilisée pour l'exploitation du système électrique ou du marché de l'électricité, soit à l'indisponibilité d'un ou plusieurs systèmes de transmission des informations et des communications utilisés dans la planification et l'exploitation en temps réel du système électrique ou l'exploitation du marché de l'énergie. Il entraîne une gestion dégradée du système et un risque de coupures d'électricité.

État initial du système

Le réseau fonctionne normalement avec une communication constante entre les centres de contrôle, les producteurs d'électricité et les gestionnaires de réseau.

Exposition et vulnérabilité

- Les réseaux SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et les outils de supervision sont essentiels à l'exploitation du réseau.
- Une attaque ciblée sur les systèmes de communication peut paralyser la gestion du réseau électrique.
- Une tempête solaire, un tremblement de terre ou une inondation majeure peut endommager les infrastructures de communication.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-7 à J-1) : Identification d'un risque accru sur les infrastructures télécoms (menace cyber, panne technique, alerte météo).
- Début de la crise (Jour J à J+1) : Perte soudaine des moyens de communication, entraînant une gestion dégradée du réseau électrique.
- Phase critique (J+1 à J+7) : Déploiement des plans de continuité, tentative de rétablissement des communications et adaptation de la gestion du réseau.
- Stabilisation et sortie de crise (J+7 à J+30) : Retour progressif à un fonctionnement normal, évaluation des vulnérabilités et renforcement des infrastructures critiques.

Evaluation du risque

Probable

Seuil de gestion de crise

Survenue de l'incident

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Gestionnaires de réseau	Support entre dispatchings afin que les activités d'un dispatching ayant perdu ses moyens de télécommunication soient reprises par un autre	

Territoires concernés	Défaillance d'un équipement très présent sur le réseau	Fiche N°
		17

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Défaillance d'un équipement très présent sur le réseau

(n°22 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des défaillances historiques, des audits de fiabilité des équipements et des risques liés aux fournisseurs uniques d'infrastructures critiques.

Description du risque

Le réseau électrique repose sur des infrastructures standardisées comprenant des équipements clés (transformateurs, disjoncteurs, postes de transformation, câbles haute tension, logiciels de gestion du réseau, etc.). Une défaillance généralisée d'un de ces équipements, due à un défaut de conception, un vieillissement accéléré ou une cyberattaque ciblée, pourrait entraîner des pannes majeures sur l'ensemble du réseau.

Description

L'origine de ce scénario est le comportement anormal de certains éléments du réseau de transport ou de distribution, ce qui augmente le risque de panne ou conduit directement à une panne. Une analyse révèle que la cause première est une défaillance systématique de la fabrication, de l'installation ou de la maintenance. Tous les éléments du même type ou de la même série sont supposés être susceptibles de subir la même défaillance. Tous les éléments suspects sont considérés comme dangereux mais ne peuvent pas tous être immédiatement remplacés ou réparés.

Portée du risque

La défaillance d'un équipement très présent sur le réseau peut avoir plusieurs conséquences :

- Perturbation massive du réseau : Si l'équipement en question joue un rôle clé dans la gestion du réseau, sa défaillance généralisée peut provoquer des coupures électriques en cascade.
- Risque de black-out : Une panne simultanée sur plusieurs infrastructures critiques peut entraîner une instabilité du réseau, difficile à rétablir rapidement.

À l'échelle nationale, la France est particulièrement vulnérable à une telle défaillance si un équipement critique est largement utilisé sur le réseau haute et moyenne tension. La présence massive de certains modèles de transformateurs ou de logiciels de gestion du réseau signifie qu'un défaut systémique peut entraîner des coupures électriques dans plusieurs régions à peu de temps d'intervalle, ou augmenter le risque d'une perte de contrôle dans l'exploitation du réseau.

À l'échelle régionale, un équipement défectueux peut affecter les interconnexions avec les pays voisins, nécessitant une coordination avec les gestionnaires de réseaux européens pour éviter un effet domino. Le constat de cette défaillance peut aussi entraîner, par mesure de précaution, une

adaptation de l'exploitation du réseau pour se doter de marges de sécurité plus importantes, affectant les possibilités d'échange.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur une défaillance soudaine d'un équipement essentiel (ex. transformateurs haute tension, logiciels de contrôle du réseau), entraînant une coupure d'électricité locale et nécessitant des mesures correctives pour maîtriser le risque d'occurrence sur le reste du réseau..

État initial du système

Le réseau fonctionne normalement.

Exposition et vulnérabilité

- Certains modèles de transformateurs, disjoncteurs ou logiciels sont présents dans une grande partie du réseau.
- Si un équipement est produit par un seul fournisseur, une défaillance peut entraîner des ruptures d'approvisionnement critiques.
- Certains équipements vieillissants peuvent présenter des failles de conception (obsolescence) qui n'étaient pas anticipées lors de leur déploiement.

Horizon temporel et hypothèses

- Pré-alerte (J-30 à J-7) : Identification de signaux faibles indiquant des anomalies récurrentes sur l'équipement concerné (augmentation des pannes, signalement des fabricants, cybermenaces).
- Début de la crise (Jour J à J+30) : Apparition soudaine d'une panne sur une infrastructure entraînant une coupure localisée. Evaluation du risque par les gestionnaires de réseau, concluant à un défaut générique et au besoin de remplacer les équipements concernés pour éviter de nouvelles coupures par la suite.
- ..
- Stabilisation et sortie de crise (J+30 à J...) Déploiement des équipes de maintenance pour remplacer les équipements défectueux, recours aux stocks de secours et aux solutions alternatives . renforcement des procédures de contrôle qualité, et mise en place d'un plan de remplacement à long terme.

Evaluation du risque

Probable

Seuil de gestion de crise

Survenue de l'incident

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Gestionnaires de réseau	Redondance des ouvrages identifiés comme stratégiques	

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
	<p>Surveillance accrue des matériels dont la probabilité d'aléa est plus élevée</p> <p>Politique achat de l'entreprise</p> <p>Gestion de stocks des matériels de rechange</p>	

Territoires concernés	Accident industriel ou nucléaire	Fiche N°
		18

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénario régional correspondant

Accident industriel ou nucléaire

(n°24 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des accidents passés (Fukushima en 2011, explosion de l'usine AZF en 2001) et sur les études de sûreté des installations industrielles et nucléaires françaises.

Description du risque

Un accident industriel ou nucléaire peut avoir des conséquences majeures sur le réseau électrique, que ce soit par l'endommagement des infrastructures, la contamination de zones critiques ou la nécessité de coupures préventives. Une telle crise nécessite une coordination immédiate entre les gestionnaires du réseau, les autorités publiques et les opérateurs des sites industriels ou nucléaires concernés.

Portée du risque

Un accident industriel ou nucléaire peut avoir plusieurs impacts sur le système électrique :

- Pertes de production électrique : Si une centrale nucléaire ou thermique est affectée, une baisse soudaine de capacité peut déséquilibrer le réseau.
- Dommages aux infrastructures électriques : Une explosion ou un incendie peut endommager des lignes haute tension et des postes de transformation.
-
-

À l'échelle nationale, la France, avec son parc nucléaire important et ses nombreuses infrastructures industrielles sensibles (raffineries, sites chimiques, usines de production d'énergie), doit anticiper les impacts d'un tel scénario sur la continuité d'approvisionnement électrique. Cela ne devrait toutefois pas conduire à des coupures grâce aux réserves et au maillage du réseau.

À l'échelle régionale, l'impact apparaît limité car l'accident très localisé.

Caractérisation du risque

Le scénario principal repose sur un accident majeur dans une installation industrielle ou nucléaire, entraînant des perturbations sur le réseau électrique et des risques pour la population.

État initial du système

Le réseau fonctionne normalement

Exposition et vulnérabilité

Centrales nucléaires : Un incident grave (fusion du cœur, explosion d'hydrogène, perte de refroidissement) peut nécessiter l'arrêt de plusieurs réacteurs.

Horizon temporel et hypothèses

- pas de période de pré-alerte :
- Début de la crise (Jour J à J+3) : Explosion ou fuite contaminante, perte de production électrique, activation des protocoles d'urgence.
- Phase critique (J+3 à J+30) : Mise en place des mesures d'isolement, réalimentation des zones critiques, gestion de la crise sanitaire et environnementale.
- Stabilisation et sortie de crise (J+30 à J+180) : Décontamination, réparations des infrastructures, ajustements des protocoles de sécurité.

Evaluation du risque

Fin 2018, 18 000 communes exposées aux risques technologiques⁴⁹ sont recensées en France. Les données d'exposition sur l'ensemble du territoire français sont disponibles à travers la base de données GASPAR.

Seuil de gestion de crise

Au moment où l'accident a des conséquences sur la production d'électricité, le dispositif de gestion de crise est déjà actif pour la gestion de cet accident.

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
Etat	Plan de prévention des risques technologiques (PPRT) [Échelle : site]	Plan national de réponse à un accident nucléaire ou radiologique majeur [Échelle : niveau national] Plan particulier d'intervention (PPI) [Échelle : site]

⁴⁹ Les sources de risques technologiques comprennent, en plus des installations industrielles et des installations nucléaires, le transport de matières dangereuses, les sites miniers (on parle de « l'après-mine ») et les grands barrages, soit les barrages de classe A et B en application de l'article R. 214-112 du code de l'environnement.

Territoires concernés		Erreur exceptionnelle dans les prévisions météorologiques ou erreur dans les données utilisées	Fiche N°
			19

Version	Date	
1	01/02/2022	Création

Scénarios régionaux correspondants

Erreur exceptionnelle dans les prévisions météorologiques ou erreur dans les données utilisées (n°26 - rapport ENTSO-E)

L'identification des scénarios repose sur l'analyse des erreurs météorologiques passées et des biais potentiels dans les systèmes de prévision de charge électrique.

Description du risque

Le réseau électrique dépend fortement des prévisions météorologiques et des données utilisées pour anticiper la production et la consommation d'électricité. Une erreur exceptionnelle dans ces prévisions ou une utilisation de données incorrectes peut provoquer un déséquilibre important entre l'offre et la demande, mettant en péril la stabilité du réseau.

Portée du risque

Une erreur exceptionnelle dans les prévisions météorologiques ou dans les données utilisées peut avoir plusieurs conséquences :

- Une mauvaise prévision des conditions climatiques peut entraîner une sous-estimation ou une surestimation de la production renouvelable, créant un écart critique entre l'offre et la demande.
- Un déséquilibre non anticipé peut nécessiter des coupures d'urgence ou forcer la mise à l'arrêt d'unités de production (redispatching).
- Une surévaluation ou une sous-évaluation de la demande peut provoquer des fluctuations extrêmes des prix de l'électricité, affectant les consommateurs et les entreprises.

À l'échelle nationale, une mauvaise prévision météorologique peut affecter l'estimation de la production d'énergie renouvelable (éolien, solaire, hydroélectricité) et fausser la planification des moyens de production pilotables (nucléaire, thermique, hydraulique). Une erreur dans les données de consommation peut entraîner un déficit ou un surplus d'électricité, avec un risque accru de délestage ou de surproduction.

À l'échelle régionale, la France étant fortement interconnectée avec ses voisins européens, une erreur de prévision peut avoir des répercussions sur les flux transfrontaliers et les marchés de l'électricité.

Caractérisation du scénario

Le scénario principal repose sur une erreur majeure dans les prévisions météorologiques ou les données de consommation, entraînant un déséquilibre critique du réseau électrique nécessitant des mesures d'urgence pour stabiliser le système.

État initial du système

Le réseau électrique fonctionne normalement, avec une planification basée sur des prévisions météorologiques et de consommation qui sont considérées fiables.

Exposition et vulnérabilité

- Une prévision erronée de l'ensoleillement ou du vent peut fausser les estimations de production solaire et éolienne.
- Une erreur dans un modèle algorithmique peut être amplifiée à grande échelle, affectant les décisions d'équilibrage du réseau.
- Une estimation incorrecte de la consommation peut conduire à une activation inutile ou insuffisante des moyens de production.

Horizon temporel et hypothèses

- Pas de pré-alerte
- Début de la crise (Jour J à J+1) : Identification d'un écart significatif entre la production ou la consommation anticipée et la consommation et production réelle activation des moyens hors marché et des réserves.
- Stabilisation et sortie de crise (J+1 à J+30) : Analyse des causes, corrections des modèles et renforcement des protocoles de validation des données.

Evaluation du risque

Peu probable

Seuil de gestion de crise

Survenue de l'incident

Compétence	Mesures de prévention spécifiques	Mesures de gestion de crise spécifiques
RTE	<p>Suivi annuel des données de prévisions météorologiques en lien avec Météo France.</p> <p>Suivi des données internes afin d'améliorer les modèles de prévision.</p>	

ANNEXE II – Préparation aux risques au sein du Forum Penta latéral de l'énergie (chapitre commun – traduction de courtoisie)

1. Introduction et contexte

Le Forum Penta latéral de l'Energie est le groupe de coopération régionale en Europe centrale et occidentale qui réunit l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg, les Pays-Bas et la Suisse. Le Forum vise une meilleure intégration du marché de l'électricité et de la sécurité d'approvisionnement. Ensemble, les pays du Forum couvrent plus d'un tiers de la population de l'Union européenne (UE) et plus de 40 % de la production d'électricité de l'UE. Le groupe de coopération ambitionne de permettre à la politique énergétique d'évoluer d'une approche purement nationale à une approche régionale. Il permet d'apporter un soutien politique à un processus d'intégration régionale vers un marché européen de l'énergie. À cette fin, les ministres de l'énergie des pays du Forum se réunissent régulièrement pour discuter des questions de politique énergétique et donner des orientations sur cette coopération régionale. Le programme de travail est mis en œuvre par les gestionnaires de réseau de transport (GRT), les ministères, les autorités de régulation, la Commission européenne et les acteurs du marché qui se réunissent régulièrement au sein de différents groupes de soutien. Cette collaboration est officialisée par le protocole d'accord du Forum Penta latéral de l'Energie qui a été signé le 26 juin 2007 à Luxembourg.

La sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'électricité a toujours été l'un des piliers les plus importants de la collaboration au sein du Forum. Par conséquent, au début de l'année 2020, le Forum a reçu le mandat pour travailler sur un cadre régional coordonné dans l'intérêt du règlement, tout en s'appuyant sur son protocole d'accord du 26 juin 2017 sur la planification d'urgence et la gestion de crise pour le secteur électrique. À cette fin, les pays du Forum ont mis en place un réseau d'experts en préparation aux risques avec des représentants des ministères, des autorités de régulation et des GRT de tous les pays de Penta dans le cadre du groupe de soutien n°2 relatif à la sécurité d'approvisionnement. Les autorités compétentes de tous les pays - décrites dans le tableau figurant à la page suivante - ont activement contribué aux travaux.

La première étape pour travailler sur ce cadre régional coordonné a été la rédaction d'un chapitre commun figurant dans les plans de préparation aux risques et dont le projet a été présenté au Groupe de coordination de l'électricité. La seconde étape a été la signature d'un nouveau protocole d'accord du Forum penta latéral de l'énergie sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité le 1er décembre 2021 à Bruxelles par les ministres représentant les pays du Forum. Les deux documents visent à répondre aux exigences en matière de mesures régionales et bilatérales telles que prévues aux articles 12 et 15 du règlement. En outre, le protocole d'accord constitue la base pour le travail pour les prochaines années sur la préparation aux risques dans la région du Forum.

Pays	Autorité compétente	Contacts
Belgique	Ministère de l'énergie	https://www.belgium.be/en Email: be-riskpreparedness@economie.fgov.be
Allemagne	Ministère fédéral de l'économie et de l'énergie	https://www.bmwi.de/Navigation/EN/Home/home.html Email: buero-iiic4@bmwi.bund.de
France	Ministère de la Transition Ecologique	https://www.ecologie.gouv.fr/ Email: https://contact.ecologique-solidaire.gouv.fr
Luxembourg	Ministère de l'énergie	https://mea.gouvernement.lu/fr.html/ E-Mail: secretariat@energie.etat.lu
Pays-Bas	Ministère de l'économie et du changement climatique	https://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ministerie-van-economische-zaken-en-klimaat Email: secretariaatelektriciteit@minezk.nl
Autriche	Ministère fédéral de l'action climatique, de l'environnement, de l'énergie, de la mobilité, des innovations et de la technologie	https://www.bmk.gv.at/en.html Email: vi-8@bmk.gv.at
<i>[Etat non membre de l'UE et non soumis au règlement]</i> Suisse	<i>[Pour la coopération]</i> Office fédéral de l'énergie	https://www.bfe.admin.ch/ Email: contact@bfe.admin.ch

Autorités compétentes des pays du Forum

2. Scénarios de crise régionaux

Comme le prévoit le règlement, les scénarios de crise régionaux sont un élément important pour identifier et élaborer un périmètre précis de coopération et d'assistance transfrontalières liées aux risques de ces crises. L'article 6 du règlement a confié à l'ENTSO-E la tâche d'identifier les scénarios régionaux. Cependant, le rapport présenté par ENTSO-E ne fournissait pas suffisamment de détails sur certains scénarios et leur pertinence particulière pour des régions spécifiques. Par conséquent, le groupe a estimé qu'il était nécessaire de suivre de près et d'accompagner le processus d'identification des scénarios de crise régionale conformément aux articles 5 et 6 du règlement. En complément des travaux de l'ENTSO-E qui adoptaient une perspective paneuropéenne, les pays du Forum ont effectué une analyse détaillée selon les mêmes principes et en appliquant la même méthodologie que l'association ENTSO-E pour le périmètre de Penta, tout en ayant des échanges approfondis entre experts nationaux, ENTSO-E et la Commission européenne.

Au début du processus, les points de vue nationaux des pays du Forum concernant les scénarios régionaux de crise électrique pertinents ont été évalués en détail sur la base des contributions nationales au processus ENTSO-E. Malgré une certaine hétérogénéité des niveaux de gravité et du classement des scénarios, l'évaluation a montré une bonne correspondance, une dépendance transfrontalière significative et/ou une interdépendance pour une grande majorité de scénarios.

A partir d'une évaluation régionale des scénarios, les pays du Forum ont convenu que les 5 principaux scénarios – cyber-attaque d'une entité connectée au réseau, vague de chaleur, vague de froid, attaque malveillante d'une infrastructure critique, perte des moyens de communication servant à l'exploitation du système - devraient recevoir une attention particulière pour l'élaboration de mesures liées à la préparation aux risques.

Les dépendances transfrontalières découlent du fait que les pays du Forum penta latéral se caractérisent par des niveaux élevés d'intégration et d'interconnexion, ainsi que par une coordination et une coopération entre les ministères, les GRT, les régulateurs et les acteurs du marché qui entraîne des avantages significatifs, mais aussi des interdépendances en cas de crise électrique. Au quotidien, l'intégration et l'interconnexion permettent de gérer certains risques grâce à des mesures appropriées.

Au cours de l'évaluation, les experts ont également envisagé une description plus générique des scénarios de crise selon des groupes thématiques jugés pertinents en matière de préparation aux risques. En effet, les scénarios très spécifiques peuvent être moins importants pour définir les mesures et les arrangements qu'un type de scénario plus général. Par exemple, le fait qu'une ligne importante tombe en panne en raison d'une tempête ou d'un incident hivernal intense - tous deux entrant dans la catégorie des conditions météorologiques extrêmes - n'est guère décisif pour les mesures de prévention et d'atténuation les plus appropriées pour assurer un équilibre sûr entre l'offre et la demande partout à chaque instant.

Les pays du Penta ont convenu de considérer les 3 principaux groupes de scénarios - cyberattaque, conditions météorologiques extrêmes et attaque physique - comme particulièrement pertinents pour son périmètre géographique en termes d'impact, de probabilité et de dépendance transfrontalière. Entre-temps, il a également été convenu de ne pas écarter le reste des scénarios, puisque différentes mesures d'assistance peuvent être applicables à un ensemble plus large de scénarios.

Lors de la discussion sur ces trois groupes de scénarios, les pays du Forum ont accordé une attention particulière aux événements déclencheurs, aux chaînes d'événements et à l'impact que ces trois scénarios auraient sur la situation de l'approvisionnement en électricité. Alors que les cyberattaques pourraient entraîner une corruption du contrôle du système (y compris du marché), des conditions météorologiques extrêmes et des attaques physiques pourraient entraîner des dommages physiques immédiats aux infrastructures. Pendant ce temps, dans la chaîne des événements, tous ces scénarios peuvent conduire à des impacts opérationnels, à une dégradation structurelle ou systémique et / ou à une mise en danger de la sécurité d'approvisionnement par une inadéquation incontrôlée de l'offre et de la demande. Cela peut entraîner une crise de l'électricité entraînant des délestages et des coupures de courant, et doit être pris en compte lors de l'élaboration des mesures régionales décrites dans les sections suivantes.

3. Procédures et mesures régionales

Conformément aux exigences de solidarité et de coopération régionale, le Forum penta latéral de l'énergie a signé le 1^{er} décembre 2021 un protocole d'accord sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité. Ce protocole fournit une compréhension commune et un mandat clair pour poursuivre la collaboration afin d'identifier d'éventuelles mesures communes.

Les mesures communes possibles qui seront examinées s'appuieront sur les accords entre gestionnaires de réseau de transport existants, ainsi que sur d'autres mécanismes de coopération, tels que le code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique ou la directive sur l'exploitation du réseau de transport d'électricité.

Les mesures communes possibles qui seront analysées sont : l'utilisation transfrontalière des capacités de réserve et des flexibilités, la coordination pour la mise en œuvre de plans nationaux de délestage, la surveillance à court-terme de la sécurité d'approvisionnement, la coordination de la communication pour l'appel au public à réduire la consommation, l'assistance en matière d'équipements, de partage de connaissances et d'expertise, et le déploiement de groupes électrogènes mobiles. Dans le cadre du Groupe de soutien n°2 du Forum portant sur la sécurité d'approvisionnement, un échange préliminaire sur ces mesures a déjà eu lieu. Sur la base du mandat et des intentions exprimés dans le protocole d'accord, leurs caractéristiques techniques, juridiques et économiques feront l'objet d'une analyse détaillée au niveau régional.

4. Consultation publique

Un facteur essentiel dans la mise en place d'un cadre de gestion de crise efficace et efficient est d'en assurer la cohérence d'ensemble. Par conséquent, l'interaction entre les procédures et mesures régionales identifiées dans les chapitres précédents et les politiques définies au niveau national doit être évaluée. En outre, l'impact transfrontalier des mesures de chaque pays doit être évalué.

Dans ce contexte, le Forum penta latéral de l'énergie a organisé une évaluation régionale des projets de plans nationaux de préparation aux risques parmi ses États membres. Cette évaluation était axée sur le recouplement de la cohérence des procédures et des mesures aux niveaux national, bilatéral et régional. Pour y parvenir, les autorités compétentes ont partagé la version anglaise de leurs projets de plans de préparation aux risques avec le Groupe de soutien n°2 du forum en mai 2021. Une réunion dédiée du Groupe de soutien n°2 du forum a ensuite été organisée en juin 2021, pour

échanger les préoccupations initiales et apporter des éclaircissements. Pour aligner cette initiative avec les activités au niveau européen, la Commission européenne a été invitée à assister à la réunion, et un représentant du Forum était disponible peu de temps après pour faire une présentation des principaux résultats de l'évaluation régionale au cours d'une conférence dédiée du Groupe de Coordination Électricité en juin 2021.

Les résultats de cette réunion seront inclus dans le rapport d'étape sur les mesures de mise en œuvre des aspects régionaux du règlement sur la préparation aux risques par le Forum penta latéral de l'énergie, qui a été présenté aux directeurs généraux fin juin. Par la suite, les membres de Penta avaient jusqu'à la mi-juillet pour déposer des commentaires écrits sur les projets de plans nationaux de préparation aux risques. Les États membres ont tenu compte de ces commentaires lors de la finalisation de leur plan de préparation aux risques.

5. Exercices de crise au niveau régional

Les membres de Penta ont mené un premier exercice conjoint en 2018 sur la base d'un protocole d'accord sur la planification d'urgence et la gestion des crises conclu en 2017.

L'exercice réussi a permis le partage de différents mécanismes nationaux de gestion des crises d'électricité et établi pour la première fois des contacts entre les organes de gestion de crise de la région de Penta⁵⁰:

« 1. Les objectifs de l'exercice ont été atteints :

- Les participants se sont mieux connus et ont renforcé le réseau au sein du Forum,
- Une sensibilisation a été faite sur les problèmes transfrontaliers nationaux résultant d'une situation de pénurie à l'échelle européenne,
- Certaines bonnes pratiques ont été identifiées et partagées,
- Cet exercice était une première étape dans le travail conjoint vers une collaboration plus forte entre pays du Forum.

2. Le Forum penta latéral de l'énergie est sur la bonne voie et doit poursuivre ses travaux :

- Le Forum penta latéral est un pionnier parmi les forums multilatéraux dans le domaine de la gestion des crises et dirige l'effort d'harmonisation transfrontalière,
- Le Penta doit élaborer une feuille de route pour les améliorations futures de la prévention et de la gestion efficaces des crises sur la base des leçons apprises et,
- L'effort doit être étendu au niveau de l'UE.

3. Nous devons être conscients que, pour maintenir la stabilité du réseau, la solution technique prévaut toujours sur les solutions politiques.

4. Au niveau des GRT, il existe des mécanismes et des outils en place pour coordonner, opérer et communiquer au quotidien les uns avec les autres, mais, en cas de prévention et de gestion de crise électrique, une formalisation de cette plateforme doit être encouragée. »

Compte tenu du succès du premier exercice conjoint et des points d'action identifiés, les membres du Forum reconnaissent l'importance de continuer à organiser régulièrement des exercices conjoints. Sur la base du MoU signé le 1er décembre 2021 et en application de l'article 12 du règlement sur la préparation aux risques, ceux-ci se tiendront tous les deux ans à partir de l'automne 2022. Les exercices viseront principalement à évaluer les mécanismes de coordination, de communication et d'entraide. Les détails des prochains exercices conjoints sont partagés au sein du Groupe de soutien n°2.

GLOSSAIRE DES ABREVIATIONS

- 5 % Un : Réduction du niveau de tension de 5% sur le réseau de distribution
- ACER : Agence européenne des régulateurs de l'énergie (*abréviation anglaise : Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)
- ANSSI : Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information
- AODE : Autorité organisatrice de la distribution d'électricité
- APIC : Réseau d'avertissement sur les pluies intenses à l'échelle communale
- CCR : Centre de crise de Roquelaure
- CIC : Cellule interministérielle de crise
- CMVOA : Centre ministériel de veille opérationnelle et d'alerte
- COD : Centre opérationnel départemental
- COGIC : centre opérationnel de gestion interministérielle des crises
- COZ : Centre opérationnel de zone
- CRE : Commission de régulation de l'énergie
- DDCS : Direction départementale de la cohésion sociale
- DDI : Directions départementales interministérielles
- DDPP : Direction départementale de la protection des populations
- DDT(M) : Direction départementale des territoires (et de la mer)
- DEAL : Direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement
- DGALN : Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature
- DGCL : Direction générale des collectivités locales
- DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat
- DGPR : Direction générale de la prévention des risques
- DGSCGC : Direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises
- DGTM : Direction générale Territoires et mer (Guyane)
- DIR : Direction des routes
- DREAL : Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
- DRIEAT : Direction régionale et interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports (Île-de-France)
- DRIHL : Direction régionale et interdépartementale de l'hébergement et du logement (Île-de-France)
- DTAM : Direction des Territoires, de l'Alimentation et de la Mer (Saint-Pierre-et-Miquelon)
- ECG : Groupe de coordination sur l'électricité (*abréviation anglaise : Electricity Coordination Group*)
- EDF : Electricité de France
- EDF SEI : Electricité de France – systèmes énergétiques insulaires
- ELD : Entreprise locale de la distribution
- ELE : Syndicat professionnel des entreprises locales de l'électricité
- ENISA : Agence européenne chargée de la sécurité des réseaux et de l'information

ENTSO-E : Association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (abréviation anglaise : *European association for the cooperation of transmission system operators for electricity*)

EPCI à FP : établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre

ERCC : Centre de coordination de la réaction d'urgence (abréviation anglaise : *Emergency Response Coordination Centre*)

FCR : Réserves de stabilisation de la fréquence (abréviation anglaise)

FIRE : Force d'intervention rapide électricité d'Enedis

FNCCR : Fédération nationale des collectivités concédantes et des régies

GRT : Gestionnaire du réseau de transport d'électricité

GW : Giga Watt (unité)

Hz : Hertz (unité)

HTA : Haute tension de niveau A

HTB : Haute tension de niveau B

IPCR : Dispositif intégré de l'Union européenne pour une réaction au niveau politique dans les situations de crise (abréviation anglaise : *Integrated Political Crisis Response*)

kV : Kilo Volt (unité)

MAI : Moyens d'alerte et d'information

MEAS : Offre d'assistance mutuelle entre GRT (abréviation anglaise : *Mutual Emergency Assistant Service*)

MoU : Protocole d'accord (abréviation anglaise : *Memorandum of understanding*)

MTE : Ministère de la Transition écologique

MtU : Million de tonnes d'uranium

MW : Méga Watt ((unité)

NEMO : Opérateur désigné du marché de l'électricité (abréviation anglaise : *nominated electricity market operator*)

NSEC : Coopération sur l'énergie en mer du Nord (abréviation anglaise : *North Sea Energy Cooperation*)

OIV : Opérateur d'importance vitale

ORSAN : Organisation du système de santé

ORSEC : Organisation de la Réponse de Sécurité Civile

ORTEC : Organisation de RTE en cas de Crise

PADDuC : Plan d'aménagement et de développement durable de la Corse

PAPI : Programmes d'actions de prévention des inondations

PCA : Plan de continuité d'activité

PCC : Poste de commandement communal

PCS : Plan communal de sauvegarde

PGRI : Plan de gestion du risque inondation

PIV : Point d'importance vitale

PNACC : Plan national d'adaptation au changement climatique

PPE : Plan de protection externe

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie

PPFCI : Plan de protection des forêts contre l'incendie

PPI : Plan particulier d'intervention

PPP : Plan particulier de protection

PPRI : Plan de prévention du risque inondation

PPRN : Plan de prévention des risques naturels

PPRS : Plan de prévention des risques naturels sismiques

PLEF : Forum penta latéral de l'énergie (*abréviation anglaise : Pentalateral Energy Forum*)

PSO : Plan de sécurité d'opérateur

RPD : Réseau public de distribution d'électricité

RPT : Réseau public de transport d'électricité

RTE : Réseau de transport de l'électricité

SAIV : Sécurité des activités d'importance vitale

SAR : Schéma d'aménagement régional

SCHAPI : Service central d'hydrométéorologie et d'appui à la prévision des inondations

SCoT : Schémas de cohérence territoriale

SDDR : Schéma décennal de développement du réseau

SDIS : Service départemental d'incendie et de secours

SDRIF : Schéma directeur de la région Île-de-France

SG : Secrétariat général

SGAE : Secrétariat général des affaires européennes

SGDSN : Secrétariat général de la défense et de la sécurité nationale

SG Mer : Secrétariat général à la mer

SHFDS : Service du Haut fonctionnaire de défense et de sécurité

SHOM : Service hydrographique et océanographique de la marine

SIDPC : Service interministériel de défense et de protection civiles

SIG : Service d'information du Gouvernement

SPC : Service de prévision des crues

SRADDET : Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

SRD : Sorégies réseaux de distribution (Vienne – 86)

SWE : Région de calcul de capacité Europe du Sud-Ouest (*abréviation anglaise : South West Europe*)

TFUE : Traité de fonctionnement de l'Union européenne

TRI : Territoire à risque important d'inondation

TWh : Téra Watt heure (*unité*)

UE : Union européenne

UFE : Union française de l'électricité

UNELEG : Union nationale des entreprises locales de l'électricité et du gaz

URM : gestionnaire du réseau public de distribution sur Metz et ses alentours, devenu Résada au 1^{er} janvier 2022

