

R	AUDIT	SG – DAR – MAS	11	2011/02
---	-------	----------------	----	---------

Jean-Philippe PAUL

Bilan Sûreté 2010
41 Pages 1 Annexe

Documents annulés :

Documents de référence :

Référence fonctionnelle :

Résumé :

RTE publie chaque année un bilan sûreté présenté selon un plan stable, de façon à favoriser les comparaisons et la détection de tendances de long terme. Le présent bilan 2010 souligne les éléments principaux concernant la sûreté du système électrique, sans se limiter au seul bilan factuel des Evénements Significatifs Système (ESS).

A travers la publication de ce bilan, RTE souhaite mettre en évidence les différentes dimensions qui contribuent à la construction de la sûreté actuelle et future. RTE vise aussi à contribuer au développement de la culture de sûreté, en suscitant une meilleure appréciation de leur contribution par les acteurs (tant RTE qu'utilisateurs du réseau), et en favorisant la prise en compte de la dimension européenne de la sûreté du système électrique.

Accessibilité :

Libre	<input type="checkbox"/>
RTE	<input checked="" type="checkbox"/>
Restreinte	<input type="checkbox"/>
Confidentielle	<input type="checkbox"/>

Métier et processus porteurs directement impliqués :

Métier, fonction	
Macroprocessus RTE	
Processus local	

Domaine GED :

Public	<input checked="" type="checkbox"/>
Privé	<input type="checkbox"/>

SOMMAIRE

Synthèse du bilan sûreté 2010.....	3
1 Panorama rapide de l'évolution de l'environnement interne et externe	8
2 Situations d'exploitation rencontrées	8
2.1 Conditions climatiques	8
2.2 Gestion de l'équilibre offre / demande	9
2.3 Gestion de la tension	11
2.4 Gestion des interconnexions.....	13
2.5 Gestion des congestions internes.....	14
2.6 Aléas affectant les ouvrages de transport.....	15
3 Evolution du référentiel traitant de la sûreté	16
3.1 Référentiel externe : directives, lois, décrets, etc.....	16
3.2 ENTSO-E.....	16
3.3 Contractualisations concourant à la sûreté	18
3.4 Référentiel interne RTE.....	18
4 Dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine matériel	19
4.1 Comportement des équipements constitutifs du système électrique	19
4.2 Structure du système et ses règles de conception	26
4.3 Autres dispositions matérielles contribuant à l'exploitation	27
5 Dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine organisationnel et humain	27
5.1 Culture de sûreté, management du facteur humain, formation	27
5.2 Pilotage, système de management	28
5.3 Retour d'expérience : organisation, échelle des ESS ^{Glos}	29
5.4 Contrôle des performances ^{Glos}	29
5.5 Organisation de crise ^{Glos}	30
5.6 Autres dispositions organisationnelles contribuant à la sûreté.....	30
6 Enseignements tirés des événements de l'année.....	32
6.1 Enseignements tirés des ESS et de leur analyse	32
6.2 Retour d'expérience hors ESS.....	34
6.3 Faits notables concernant les autres systèmes électriques.....	35
7 Indicateurs en lien avec la sûreté	35
8 Actions de progrès	35
8.1 Actions en coopération (GRT, Utilisateurs, etc.).....	35
8.2 Axes de recherche	36
9 Audits sûreté	37
10 Conclusion.....	38

Synthèse du bilan sûreté 2010

RTE publie chaque année un bilan sûreté présenté selon un plan stable, de façon à favoriser les comparaisons et la détection de tendances de long terme. Le présent bilan 2010 souligne les éléments principaux concernant la sûreté du système électrique, sans se limiter au bilan factuel des Evénements Significatifs Système (ESS), qui sont classés sur une échelle croissante de 7 niveaux (0, puis A à F).

A- Situations d'exploitation rencontrées

Dans un contexte d'année froide en période d'hiver, la consommation maximale de 96700 MW a été atteinte le 15/12 à 19h, pour une température moyenne inférieure de 6,3°C aux conditions normales. Le gradient de température en hiver atteint 2300 MW/°C. Le paysage de l'exploitation est caractérisé par des situations contrastées d'imports/exports, variant rapidement d'un jour à l'autre ou en infra-journalier, résultant des optimisations de l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne, liées aux paramètres de production et de consommation (ex : sensibilité de la consommation française à l'aléa climatique, volume croissant des productions intermittentes,...).

A-1 Gestion de l'équilibre offre-demande

La performance de l'activité de prévisions de consommation présente un résultat comparable aux années antérieures, avec 3 ESS de niveau A pour des sous-estimations de 3300 à 3500 MW; la nécessité des reprévisions infra-journalières pour réduire l'écart de prévision se renforce, avec la croissance de la sensibilité de la charge aux conditions météo.

Pour l'équilibre offre-demande, qui résulte de la demande et du positionnement des acteurs de marché, RTE a rencontré des situations d'insuffisance de marge à la hausse à échéance de quelques heures, occasionnant 18 ESS de niveau 0, à l'identique de 2009. L'année 2010 n'a pas présenté de difficultés majeures en matière d'équilibre offre-demande global (ie : hors congestions réseau), bien que quelques jours de grand froid aient été assez tendus.

Depuis plusieurs années, la tenue de la fréquence du système interconnecté européen, bien commun de tous les acteurs et GRTs, demeure un point de sérieuse préoccupation. Cela s'est confirmé en 2010, cependant la durée totale d'exposition à un risque sévère en cas de perte importante de production reste limitée à 6400s dans l'année, avec une durée maximale d'un événement de 6mn 20s. La mise en place opérationnelle en 2010 d'un groupe de travail européen avec tous les acteurs concernés ouvre des perspectives enfin encourageantes quant à la réduction de ce risque à l'avenir.

A-2 Gestion des flux et du plan de tension

Comme les années précédentes, l'assurance de la sûreté face au risque d'écroulement de tension a été le principal challenge d'exploitation pour RTE, en particulier lors des fortes consommations, du fait des limitations structurelles -localisation de la production, difficultés de construction de nouveaux ouvrages, croissance de la consommation-, principalement pour une grande zone Ouest, tandis que la situation en PACA s'est plutôt améliorée avec la finalisation mi-2010 du passage en 400 kV de l'axe double alimentant l'Est PACA et le renforcement de production dans la zone de Fos. Ces difficultés structurelles ont été aggravées à partir de 2009 par des limitations importantes de capacités de production de puissance réactive sur les groupes de production, par rapport aux capacités contractuelles. Ces limitations ont été globalement peu résorbées en 2010, passant de 6500 MVar fin 2009 à environ 5000 MVar fin 2010. Face à ce constat et aux demandes de RTE, le producteur a convenu en janvier 2011 de définir une "trajectoire pluri-annuelle de retour en conformité des groupes" et d'étudier la mise en œuvre de protocoles transitoires pour disposer, pour de courtes périodes, d'une capacité supplémentaire sur certains groupes contraints. La connaissance d'un planning fiable de retour à la conformité est un entrant indispensable pour RTE pour statuer sur des investissements supplémentaires de compensation réactive.

Du point de vue factuel, pour gérer le plan de tension, RTE a dû faire appel à des moyens d'alerte voire de sauvegarde, donnant lieu à 31 ESS A (20 en 2009), dont 23 pour le passage, extrêmement tendu, de pointes de consommation lors des périodes froides, pourtant d'amplitude et de durée non exceptionnelles. Les ordres de sauvegarde, qui sont actionnés lorsque le niveau de consommation attendu va dépasser la limite assurant la sûreté en cas de perte d'un groupe ou d'une ligne 400 kV, ont été activés à plus de 15 reprises, dont plusieurs concernant une zone grand Ouest jusqu'en Ile de France, et même en Picardie, assurant une réduction de la consommation jusqu'à 1200 MW.

Bilan Sûreté 2010

Les adaptations des outils et des organisations ont permis en 2010 d'améliorer significativement les prises de décisions d'activation de ces ordres, en les appuyant sur des simulations dynamiques du risque d'écroulement réalisées sur les situations de réseau temps réel, obtenues par recollement quasi instantané des états enregistrés dans les systèmes de conduite national et régionaux concernés.

Depuis 2009, le centre de coordination technique CORESO fournit des analyses de sécurité et des propositions de résolution coordonnée, pour la zone Centre-Ouest européenne. En novembre, les GRT Terna (Italie) et 50Hertz (un des quatre GRTs allemands) ont rejoint Elia (Belgique), National Grid (G-B) et RTE. Cette extension renforce la capacité de CORESO à porter des diagnostics pertinents et des propositions de solutions sur une plus grande zone du réseau européen.

La mise en œuvre en novembre par les GRTs et les bourses concernés d'un "couplage de marchés" couvrant les marchés organisés de l'électricité en J-1 de France, Benelux et Allemagne s'est accompagnée du renforcement de la coopération technique entre les différents GRTs, s'appuyant désormais sur un jeu de données unique établi avec l'aide de CORESO pour le calcul des capacités susceptibles d'être mises à disposition des marchés.

A-3 Aléas affectant les ouvrages de transport

Le nombre de courts-circuits affectant les ouvrages de transport est en baisse de 19 % par rapport à 2009, prolongeant une tendance constatée depuis plusieurs années. 97 % de ces courts-circuits sont fugitifs et n'affectent donc pas la disponibilité des ouvrages. En termes de sûreté, on note plus particulièrement 12 défauts simultanés sur ligne double 400 kV (11 en 2009), tous fugitifs (pour 3 permanents en 2009), et 3 défauts barre 400 kV (contre 8 en 2009), dont deux résultent d'une destruction de matériel et un d'une erreur humaine.

B- Evolution du référentiel traitant de la sûreté

La loi "NOME" du 7/12/2010 introduit une évolution majeure pour la sûreté de l'équilibre offre-demande en instituant une obligation de capacités, qui s'appliquera aux fournisseurs d'électricité, sous forme de "garanties directes ou indirectes" de capacités de production ou d'effacement et en chargeant RTE de veiller à leur mise à disposition effective.

A l'issue d'un processus de concertation, les dispositions relatives aux prochains contrats de Services Système, renouvelés en 2011, ont été révisées, facilitant la participation potentielle des EnR, à travers la fourniture des seuls services pour la tension, et complétant le traitement des situations durables de non-conformités aux performances contractées.

Un contrat a été signé avec eRDF et Electricité de Strasbourg Réseau qui assure l'arrêt de la dépose, auparavant préoccupante, des condensateurs en HTA, contribuant ainsi à la maîtrise de la tension.

La conformité des GRTs d'Europe continentale à un référentiel commun de 8 *polices* fait l'objet d'un processus régulier de vérification depuis 2006. En 2010, il a concerné les *polices* 1 à 3, qui traitent des aspects fondamentaux de la sûreté. Les résultats obtenus montrent que la mise en œuvre de dispositions opérationnelles inter-GRTs assez complexes, adoptées lors de la révision de la *policy* 3 après l'incident du 4/11/2006, est perfectible, confortant l'analyse de RTE qui choisit de s'appuyer sur une structure comme CORESO pour les mettre en œuvre.

C- Dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine matériel

Parmi les évolutions du réseau contribuant le plus à en renforcer la sûreté, on soulignera, outre l'achèvement déjà mentionné du passage en 400 kV pour l'alimentation de l'Est de PACA, la création du poste de Calan 400/225 kV près de Lorient et la poursuite d'installation de moyens de compensation, nécessaires pour améliorer la gestion de la tension (395 MVar en fourniture, 130 MVar en absorption).

Les modalités de calcul des intensités de secours des différents types de liaisons ont été perfectionnées, autorisant à terme une augmentation significative des valeurs maximales pour une majorité de liaisons. Le déploiement de cette nouvelle politique a commencé à partir de novembre 2010. Un gain significatif lors des vagues de froid a d'ores et déjà été constaté.

L'analyse de l'élimination par les protections des 386 courts-circuits subis par le réseau 400 kV donne des résultats satisfaisants. Parmi les causes d'anomalies, de conséquences limitées du fait de la redondance des protections, 30% concerne des fonctionnalités assurées par les systèmes de

Bilan Sûreté 2010

télécommunications ; le transfert progressif sur le nouveau réseau internalisé ROSE devrait favoriser leur réduction. Compte tenu de l'impact critique de ROSE sur la sûreté, le projet a fait l'objet d'une revue approfondie avant d'acter le lancement du déploiement industriel. Pour les protections différentielles de barres en 400 kV et 225 kV, le comportement sur défaut a été satisfaisant.

Concernant les systèmes de conduite, la disponibilité du système national a été excellente, celle des nouveaux systèmes régionaux est en progrès par rapport à 2009 et devrait s'améliorer avec le temps. La disponibilité du Système d'Alerte et Sauvegarde est bonne, et la pratique des tests des ordres de sauvegarde critiques se développe.

L'utilisation de l'outil IPES d'estimation des productions intermittentes et de prévision de l'éolien est désormais bien ancrée pour la conduite en temps réel, mais aussi pour préparer la conduite en J-1. Les informations d'IPES ont contribué à améliorer les évaluations et les prévisions de consommation.

Quelques incidents d'exploitation illustrent les risques liés à la croissance de l'utilisation de dispositions d'adaptations fréquentes des paramètres d'automates du réseau, par exemple les protections de surcharge, et leur prise en compte pertinente dans les calculs de sécurité du réseau. Plus globalement, la maîtrise des données est un facteur de risques dans la conduite actuelle et requiert la vigilance des équipes opérationnelles et de leurs managers.

RTE s'attache à favoriser le développement des actions sur la demande. En Bretagne et en PACA, la notoriété du dispositif Ecowatt a été renforcée. La participation d'offres d'effacement de consommateurs, industriels ou, marginalement, par agrégation de petits consommateurs, se renforce peu à peu, et RTE a réalisé une expérimentation pour évaluer le gisement d'offres souples de ce type.

D- Dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine organisationnel et humain

La réduction des conséquences des erreurs humaines est un axe d'amélioration depuis plusieurs années. Par rapport au diagnostic de 2009, les mêmes tendances se retrouvent : croissances des auto-déclarations et des faits enregistrés et analysés en équipes, transparence perçue comme un vecteur de progrès, mais absence d'amélioration franche, difficultés à évaluer l'efficacité des actions correctives réalisées. Quatre ESS de niveau A ou plus sont, au moins en partie, attribuables à des erreurs humaines. Au regard du risque sûreté, la réduction de l'occurrence des erreurs et de leurs conséquences demeure un point d'attention.

Pour l'exploitation et la conduite, on doit souligner que les formations initiales et de maintien des compétences pour les différents métiers concernés ont été dispensées au niveau national ou régional conformément aux programmes prévus. Au-delà des populations d'exploitant, la sensibilisation régulière des autres personnels quant à l'impact sûreté de leurs gestes professionnels (calculs, réglages, interventions...) doit être une préoccupation accrue de chaque Unité régionale.

Au niveau opérationnel, le processus de retour d'expérience événementiel a été profondément révisé, avec un pilotage national hebdomadaire coordonné avec les pilotages régionaux, pour en améliorer l'efficacité. La révision vise aussi à mieux piloter les opérations de partage (intra-régional et entre régions) qui sont toujours difficiles à réaliser avec efficacité.

Un point essentiel a consisté en la refonte de la directive "N-k", règle qui détermine quels incidents potentiels il convient d'étudier (perte d'ouvrages, production,...), quelles sont les conséquences qui en sont admises, quand (en préventif ou en curatif) et comment s'en prémunir. La nouvelle règle affirme le caractère essentiel pour la sûreté de l'évaluation comparative des risques et doit permettre d'optimiser l'utilisation du réseau, mieux gérer les situations contraintes, faciliter les consignations.

Par ailleurs, il faut souligner les évolutions de l'organisation du travail ayant abouti à mieux préparer l'analyse de la sûreté prévisionnelle, en particulier relative aux calculs de sécurité des plans de tension, sur la base d'un jeu de données unique partagé fournissant une meilleure vision en J-1. Cette évolution reste à prolonger pour l'infra-journalier et l'ensemble des régions.

E- Enseignements tirés des événements de l'année

Les incidents ayant affecté la sûreté du système électrique, évalués en termes d'ESS, avaient augmenté de façon sensible en 2009. L'année 2010 se caractérise par un retour vers la tendance moyenne des années 2005-2008, quoique le nombre d'ESS de niveaux A et plus demeure relativement élevé (en lien avec les situations tendues en périodes de froid) : 55 A et 5 B (pour 57 A, 8 B, 1 C, 1 D

Bilan Sûreté 2010

en 2009). La vigilance en matière de sûreté reste d'actualité et RTE doit donc maintenir ses efforts pour une exploitation complète du retour d'expérience et la diffusion de ses enseignements.

Les ESS de niveau B ont concerné : deux double défauts barre bien maîtrisés ; une perte de garantie de sécurité N-k en cas de défaut barre, de durée limitée à 1h30 ; un risque (très faible) de perte d'un volume de production supérieur à 3000 MW en cas de défaut barre durant une consignation de protection différentielle de barres ; un défaut d'exécution d'un ordre de sauvegarde par un centre de conduite de distribution, de portée limitée.

L'évolution des ESS 0 met en lumière la tendance à l'accroissement des difficultés de manœuvre des sectionneurs d'aiguillage barres d'ouvrages 400 kV, sachant que leur manœuvre incomplète peut occasionner des risques importants sur la sûreté du système électrique. Il faut veiller à la poursuite des actions engagées et s'assurer de leur pertinence.

Le passage de la tempête Xynthia a confirmé le constat, effectué en 2009 lors du passage de la tempête Klaus, d'une tenue satisfaisante du réseau géré par RTE.

Lors de l'inondation du 15 juin dans le Var, les postes 225 et 63 kV de Trans ont été fortement endommagés, en revanche le récent poste 400 kV n'a pas été atteint, en conformité aux exigences établies à la construction. L'efficacité de la gestion de la crise doit être soulignée, de même que la rapide définition des actions correctives.

F- Actions de progrès

RTE initie ou contribue à des actions de progrès multiples qui participent à renforcer la sûreté. De plus en plus, ces actions sont conduites au sein d'ENTSO-E. Ainsi ENTSO-E a poursuivi la réalisation d'un système d'alerte unifié temps réel "ENTSO-E Awareness System" pour tous les GRTs de l'association, dont l'utilité et les fonctionnalités ont été établies à la lumière des enseignements de l'incident européen du 4 novembre 2006. Un appel d'offres de réalisation a été lancé en 2010.

ENTSO-E a publié en 2010, son premier plan de développement du réseau européen à 10 ans. A terme, la performance économique et environnementale et la sûreté du système électrique seront impactées si ces ouvrages ne sont pas effectivement construits, et ENTSO-E a appelé à un raccourcissement des procédures d'autorisation correspondantes.

RTE a organisé avec le GRT italien Terna une session de formation en commun sur simulateurs pour des opérateurs des deux GRTs, et a préparé des actions de même nature avec le GRT espagnol REE. Des réunions d'échange entre opérationnels ont eu lieu avec le GRT suisse Swissgrid, le GRT belge Elia et CORESO.

RTE joue un rôle d'entraînement majeur dans les actions engagées pour faire émerger une R&D européenne des GRTs. Elles ont conduit à définir le programme de R&D des GRTs et GRDs, entériné lors de la 1ère réunion de l' "Initiative Réseau", puis ENTSO-E a établi ses perspectives de travail en matière de R&D pour les années 2010-2018.

Parmi les actions de R&D opérationnelles, RTE participe à plusieurs projets européens tels TWENTIES (faisabilité technique des réseaux à courant continu -CC-), PEGASE (modèles des grands réseaux) ou SafeWind, et a conduit des études pour faire face aux enjeux principaux en matière de sûreté.

De nouvelles technologies sont en cours d'expérimentation (nouveaux câbles à faible dilatation permettant d'accroître la capacité de transit) ou vont être introduites sur le réseau (liaison en CC France-Espagne de type "voltage source converter", technique présentant des avantages en termes de sûreté par rapport à la précédente).

G- Pilotage, contrôle, audits

La direction de RTE a engagé l'entreprise dans le "projet industriel performance durable", dont différentes composantes sont en relation avec la maîtrise de la sûreté. En accompagnement, le dispositif global de contrôle interne de l'entreprise se développe, chaque Unité identifiant les risques et actions de maîtrise associées.

La Mission Audit Sûreté réalise des audits approfondis régulièrement. Trois audits ont été réalisés en 2010 sur les thèmes suivants : contrôle-commande numérique des postes, exploitation des liaisons d'interconnexion, reconstitution du réseau après incident généralisé. Un audit flash a été réalisé, suite aux dysfonctionnements constatés lors du retrait d'une protection différentielle de barres 400 kV.

Bilan Sûreté 2010

En résumé,

Du point de vue de l'exploitation, l'année 2010 a été marquée par les situations tendues rencontrées lors des vagues de froid que RTE a su gérer efficacement, mais en recourant, à plus de 15 reprises, à des ordres de sauvegarde. Ces situations délicates, récurrentes d'une année à l'autre, en dépit des améliorations régulières apportées en termes de renforcement en moyens de compensation et de gestion opérationnelle, témoignent des faiblesses structurelles en matière de localisation de production pour les régions Ouest et Sud-Est et de l'impact de la croissance de la thermo-sensibilité de la consommation.

La capacité de RTE à faire face à des incidents climatiques sévères, déjà démontrée dans les années passées, a été confirmée à l'occasion de la gestion de la tempête Xynthia et de l'inondation dans le Var du 15 juin.

Les incidents ayant affecté la sûreté du système électrique, évalués en termes d'ESS de niveau supérieur ou égal à A, avaient augmenté de façon sensible en 2009. L'année 2010 se caractérise par un retour vers la tendance moyenne des années 2005-2008, quoique le nombre d'ESS de niveaux A et B demeure plus élevé, en lien avec l'augmentation des ESS A enregistrés pour les situations d'exploitation tendue lors des vagues de froid. La vigilance en matière de sûreté reste d'actualité et RTE doit donc maintenir ses efforts pour une exploitation complète du retour d'expérience et la diffusion de ses enseignements, même si, dans une perspective de plus long terme, on peut souligner que le nombre d'ESS de niveau B et plus enregistrés depuis 2004 est significativement plus faible que sur le début de la décennie.

Quelques points potentiellement à risques émergent de ce bilan sûreté : la difficulté à progresser dans la réduction de l'occurrence et des conséquences des erreurs humaines, dont certaines peuvent être importantes en matière de sûreté ; la vulnérabilité potentielle de la conduite aux erreurs relatives aux données et à la maîtrise des paramètres régulièrement adaptés ; la persistance de limitations durables de capacités de production réactive affectant de nombreux groupes de production, même si les discussions approfondies avec le producteur concerné ont permis début 2011 de cadrer un processus de gestion progressive de retour aux capacités contractuelles sur plusieurs années.

En contrepoint, des évolutions significatives ont été réalisées, qui participent du renforcement de la sûreté et de l'adaptation régulière des modalités d'exploitation et conduite à un environnement évolutif : refonte de la règle fondatrice de la sûreté dite du N-k ; engagement d'une nouvelle méthode de détermination des intensités de secours transitoires permettant de dégager des capacités supplémentaires d'exploitation ; amélioration notable des modalités d'études en J-1 des situations de réseau du lendemain, en particulier pour les situations très tendues ; renforcement du retour d'expérience événementiel.

Face à ces évolutions, il convient de s'assurer que les équipes opérationnelles disposent de suffisamment de temps pour les assimiler en profondeur, d'autant que les outils évoluent eux-aussi.

Enfin, comme en 2009, des progrès en matière de coordination à l'échelle européenne ont été à nouveau enregistrés, tels que le rôle croissant pris par CORESO dans la gestion opérationnelle ou l'évolution des modalités de calcul des capacités offertes aux marchés, dans le cadre de la mise en service du couplage en J-1 des marchés de la zone Centre West-Europe.

Bilan Sûreté 2010

1 Panorama rapide de l'évolution de l'environnement interne et externe

L'année 2010 est jalonnée par quelques réalisations notables au plan européen :

- l'association des Gestionnaires de Réseau de Transport (GRTs) européens ENTSO-E a entamé la rédaction de projets de futurs codes de réseau européens, dans le cadre du troisième "paquet" énergie adopté en 2009 ;
- les gestionnaires de réseau Terna et 50Hertz ont rejoint les gestionnaires de réseau ELIA, National Grid et RTE au sein du centre de coordination CORESO, mis en place en 2009, renforçant ainsi la portée des analyses que le centre peut effectuer au profit de la sûreté du système électrique européen ;
- les bourses et gestionnaires de réseau de transport de la zone Centre-West Europe ont mis en œuvre conjointement un couplage de marchés ; ce couplage, au-delà de ses vertus propres quant à l'optimisation de court terme de l'équilibre offre-demande, met en lumière la nécessité et la réalité d'une coordination croissante, bien qu'encore perfectible, des gestionnaires de réseau.

En interne, la direction de RTE a engagé toute l'entreprise dans le "projet industriel performance durable", dont les différentes composantes sont en relation avec la maîtrise de la sûreté.

Le présent bilan 2010 souligne les éléments principaux concernant la sûreté du système électrique géré par RTE et intégré dans le système électrique européen.

Il a vocation à donner à l'externe de l'entreprise une vision de la sûreté, certes synthétique mais traitant de l'ensemble des facettes de la question : il ne s'agit pas seulement de rendre compte de la réalité factuelle des incidents ayant pu affecté le système électrique, mais aussi et même surtout, de témoigner des actions conduites par RTE pour préparer les conditions d'une exploitation sûre pour le futur, de quelques mois à quelques années, tant en interne qu'en coordination avec les autres acteurs impliqués que sont les GRTs européens et les utilisateurs du réseau.

C'est par ailleurs un outil à usage interne permettant d'offrir à tous les agents une perspective d'ensemble de la maîtrise de la sûreté, qui demeure la mission fondamentale de RTE, et ainsi de mieux situer leurs actions élémentaires. La construction du bilan national s'appuie sur les informations disponibles dans les bilans sûreté régionaux, les bilans d'exploitation nationaux et plus généralement celles produites au fil de l'année. Il n'est pas une synthèse des bilans régionaux.

NB : des éléments explicatifs pour les principaux concepts utilisés dans ce rapport sont fournis en Annexe. Ils sont repérés, lors de la première utilisation dans le texte par le symbole "*Glos*" en exposant (ex : sûreté^{Glos}).

2 Situations d'exploitation rencontrées

Ce chapitre examine comment la sûreté^{Glos} a pu être assurée lors des principales situations d'exploitation que RTE a dû gérer, en les examinant du point de vue des aspects techniques -gestion des congestions, du plan de tension, des interconnexions, de la fréquence et des marges- et du point de vue des conditions externes -conditions climatiques, imports/exports, aléas affectant le réseau-.

La maîtrise de la sûreté est d'autant mieux assurée que les situations d'exploitation à venir ont été anticipées et bien préparées, quelle que soit leur difficulté intrinsèque.

2.1 Conditions climatiques

L'année 2010 a été en moyenne la plus fraîche des 20 dernières années en France. Janvier et décembre ont été particulièrement froids, avec des écarts mensuels¹ à la normale de -2,4°C et -3°C, constituant respectivement des records mensuels de froid sur les 20 et 40 dernières années. Février, mars, et la seconde partie de novembre ont également été plus froids que la normale, tandis que juillet a été marqué par un écart à la normale de +1,9 °C. Les perturbations climatiques les plus notables ayant affecté le système électrique sont la tempête Xynthia fin février avec des vents de 120 à 140 km/h, voire plus très localement, et les précipitations exceptionnelles du 15 juin dans le Var, localement supérieures en 12 heures à 5 fois la normale mensuelle.

¹ Source Météo France pour ce §2.1; les valeurs d'écarts nationaux de température à la normale dans les autres § du rapport sont déterminées par RTE

2.2 Gestion de l'équilibre offre / demande

La consommation intérieure française d'électricité, en incluant les pertes réseau, atteint 513,3 TWh, en hausse de 5,5 % par rapport à 2009 du fait de l'aléa climatique et d'un certain rattrapage des effets de la crise économique. Plus significatif pour la sûreté, la consommation maximale de 96700 MW a été atteinte le 15/12 à 19h, pour une température moyenne inférieure de 6,3°C aux conditions normales, soit une augmentation de 4300 MW par rapport au maximum du 7/1/2009, pourtant réalisé avec un écart négatif de 7,8°C. Un autre pic a été observé le 11/2, à 92000 MW. Le gradient de température en hiver atteint 2300 MW/°C.

Si le solde annuel exportateur a légèrement augmenté à 29 TWh (24,7 TWh en 2009), résultant en volume d'une stabilisation des exportations et d'une baisse des importations, on constate une augmentation du nombre de situations importatrices :

- 72 jours ont été globalement importateurs (57 en 2009, 6 en 2008) ;
- 161h avec un niveau d'import supérieur à 5000 MW (95h en 2009, 0h en 2008), situées en périodes froides avant le 11 mars et après le 19 octobre, et 40h supérieur à 6000 MW.

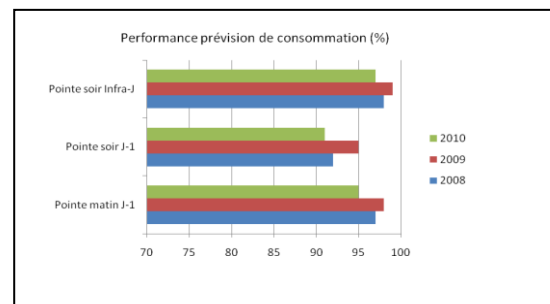
En parallèle, le niveau d'export a été supérieur à 9000 MW durant 660h, principalement en été. A un niveau de plus de 7000 MW, les situations d'export apparaissent à des périodes variables de l'année (mi novembre, fin février, du 20 au 30 mars...), y compris en jours ouvrables.

Le marché infra-journalier aux frontières continue à croître pour représenter 6,0 % des échanges contractuels aux frontières (5,1 % en 2009 et 3,6 % en 2008).

Le paysage global de l'exploitation est donc caractérisé par des situations contrastées d'imports et d'exports, variant rapidement d'un jour à l'autre ou à l'intérieur d'une journée, reflétant la sensibilité spécifique de la consommation française à l'aléa climatique, les optimisations de la production à l'échelle européenne, et l'impact toujours grandissant des productions intermittentes qui requièrent des achats/ventes de très court terme par les acteurs du marché européen pour assurer l'équilibre de leurs écarts physiques.

L'éolien a fourni 9,6 TWh, en augmentation de 1,8 TWh par rapport à 2009 (+2,2 TWh entre 2009 et 2008), et le photovoltaïque a fourni 0,6 TWh, pour une production française totale de 550,3 TWh, en hausse de 6%. La production nucléaire a nettement augmenté (+17,9 TWh) à la suite d'une année 2009 atypique de ce point de vue.

Dans ce contexte de grande variabilité de la demande totale, en particulier liée à la thermo-sensibilité croissante, il faut veiller en termes de sûreté à la qualité des prévisions de consommation, en particulier quant à leur impact sur le calcul des marges requises pour l'équilibre offre-demande, ce qui constitue un indicateur plus significatif que la performance intrinsèque de prévision. Le graphique ci contre montre la fréquence des situations (en %) où l'écart de prévision est en-deçà de l'aléa de prévision de consommation pris en compte pour le calcul de la marge requise. Au regard d'un objectif de 85%, la performance est annuellement satisfaisante, avec une légère baisse en 2010, et, pour la pointe du soir, des résultats assez moyens en février, mai et septembre, pour lesquels l'objectif n'est pas atteint. Le graphique illustre l'utilité pour la pointe du soir de la re-prévision réalisée en infra-journalier, s'appuyant sur des prévisions météo réactualisées. 3 Evénements Système Significatifs^{Glos} (ESS) ont été déclarés au niveau A pour des sous-estimations de la prévision de 3300 à 3500 MW (2 en 2008, 1 en 2009). Ils sont attribuables pour une bonne part à l'aléa climatique (prévision de température et nébulosité, effet du vent) mais aussi à des journées atypiques.



Marges d'exploitation^{Glos}

RTE suit en temps réel les marges disponibles pour l'équilibre offre-demande, à différentes échéances, et, en cas de volume inférieur aux marges requises par son référentiel, reconstitue la marge, en recourant aux offres normales d'ajustement disponibles sur le Mécanisme d'Ajustement^{Glos} (MA). Si cela ne suffit pas, RTE recourt aux offres complémentaires reçues après envoi d'un message de mode

Bilan Sûreté 2010

dégradé sur le MA puis aux contrats de secours passés avec les autres GRT. Si la marge devient négative, RTE peut recourir à des moyens exceptionnels, puis d'urgence².

La pointe de consommation, moment sensible de la journée, a été passée en respectant la marge de 1500 MW requise à horizon de quinze minutes, sauf à 19 reprises (23 en 2009), pour des durées inférieures à 30mn, n'occasionnant donc pas d'enregistrement d'ESS.

On relève 32 ESS pour une situation critique pour marge insuffisante, en forte baisse par rapport à 2009 (60 ESS, dont 2 A) et 2008 (56). Cependant, en 2009, 42 relevaient de situations de marge insuffisante à la baisse qui, bien que gênantes, sont moins critiques pour la sûreté, et étaient liés aux conditions conjoncturelles du parc de production.

En 2010, 18 de ces ESS étaient liés à des insuffisances de marge à échéance à la hausse, à l'identique de 2009. Ces ESS ont donné lieu à l'émission de 19³ ordres S "situation critique" et se situent principalement du 9 au 12/2, du 5 au 12/3 et les 26/10, 25 et 26/11, 27/12. Seule une partie de ces situations (ex : 9/3, 26/11) est caractérisée par des aléas de production importants. Plus généralement, ces situations sont synchrones avec des périodes de vague de froid, avec, pour la partie du 1^{er} janvier à mi-février environ, une disponibilité du parc plus faible qu'habituellement, correspondant à la fin de résorption de cette situation connue au second semestre 2009. On constate également que ces situations plus tendues en termes de disponibilité de marges sont souvent corrélées avec des aléas de prévision de consommation (cet aléa est une des causes identifiées dans 2/3 des cas).

Tous ces ESS ont été accompagnés d'envois de messages d'alerte ou mode dégradé sur le MA. Un seul concernait un manque de marge à échéance 15 mn, les 17 autres concernaient des marges à échéance plus lointaine, qui, pour l'essentiel, ont été raisonnablement reconstituées avant le temps réel. L'observatoire des marges réalisées, mis en place l'an dernier par RTE, en témoigne.

En complément, 14 modes dégradés ont été émis, sans émission d'ordre S -ceci correspond à des situations allant en s'améliorant en se rapprochant de l'échéance-, dont 3 pour des marges à la baisse insuffisantes.

Enfin, 7 modes dégradés du MA et 2 ordres S ont été émis durant des périodes de grève sur des sites de production.

Il n'a pas été détecté sur les marchés de comportement opportuniste non vertueux pour l'équilibre offre-demande, à l'inverse de quelques cas détectés et signalés dans le bilan de 2009. On notera qu'en 2010 la bourse spot EPEX a introduit la possibilité de finaliser le prix horaire de l'énergie à des valeurs négatives pour l'injection de production, afin de rendre compte des situations tendues lors des situations très excédentaires de production. Ce type de mécanisme contribue à éviter certains positionnements opportunistes.

En conclusion, l'année 2010 n'a pas présenté de difficultés majeures en matière d'équilibre offre-demande globale, hors congestions réseau, bien que quelques jours de grand froid aient été plus tendus et que des situations délicates aient été gérées pendant la période de grèves nationales d'octobre.

Réserves primaire et secondaire du réglage fréquence / puissance (f/P)

De même qu'en 2009, aucun écart quant à la disponibilité de réserves pour les réglages^{ci/los} primaire et secondaire de fréquence par rapport aux valeurs requises pour la France n'a fait l'objet d'un ESS A. Il s'agit d'un point essentiel en matière de contribution du système français à la maîtrise de la fréquence européenne.

Tenue de la fréquence

Comme depuis plusieurs années, la tenue de la fréquence du système interconnecté européen, bien commun de tous les acteurs et GRTs, demeure un point de sérieuse préoccupation. Les écarts de fréquence que l'on observe sur le réseau interconnecté européen, et qui s'avèrent d'ampleur significative au regard de ce que prévoit l'application du référentiel ENTSO-E, sont présentés dans le

² Sollicitations ultimes des autres GRTs, baisse de tension de 5 % au niveau HTA, délestages, réduction des échanges physiques encore exportateurs

³ Un ESS couvrant une période contenant deux ordres S

Bilan Sûreté 2010

tableau ci-dessous. Il donne le nombre des occurrences d'écart de fréquence supérieurs à 100 et 150 mHz par rapport à la fréquence de référence.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
F-Fref < - 100 mHz	59	150	73	91	89	151
F-Fref < - 150 mHz	0	1	0	0	0	0
F-Fref > +100 mHz	106	202	82	191	302	270
F-Fref > +150 mHz	0	1	0	0	0	0

Si l'on examine, sur les deux premières lignes, le nombre de situations d'écart de fréquence à la baisse, les plus critiques pour le système européen, 2010 présente le plus mauvais résultat avec 2006, et janvier 2010 a été le mois le plus mauvais depuis le début des observations. Il faut souligner que durant ces périodes où la fréquence est inférieure à, ou de l'ordre de, (Fref – 100 mHz), le système européen a quasiment consommé sa réserve primaire et ne peut donc plus faire face comme prévu à une perte de production subite importante, avec le risque de solliciter le délestage fréquentométrique automatique pour en maîtriser les conséquences. La durée totale d'exposition à ce risque est de 6400s dans l'année (3700s en 2009). Heureusement, la durée moyenne de ces écarts reste très limitée, à 43s (39s), témoignant de l'action des réglages et des opérateurs des GRT pour les résorber ; le plus long a quand même atteint 6mn 20s (4mn 40s). Ces écarts de fréquence résultent essentiellement des changements importants de programmes d'échanges aux interconnexions entre pays, aux heures rondes, et des arrêts/démarrages de groupes associés, les pratiques et les règles actuelles ne permettant pas d'en réduire suffisamment l'impact. Ils induisent également des variations importantes des flux physiques sur les interconnexions : par exemple, le 13/1 à 23h, le flux d'Espagne vers France a été durant quelques minutes de 1300 MW pour 530 MW prévus. La mise en place opérationnelle en 2010 d'un groupe de travail européen mixte GRTs/Producteurs/Acteurs de marché, qui a permis de faire partager les constats et les solutions possibles avec toutes les parties prenantes, ouvre des perspectives enfin encourageantes quant à la réduction de ce risque, mais à la fin de 2010, il n'existe pas encore de conclusions tangibles.

2.3 Gestion de la tension

L'assurance de la sûreté face au risque d'écroulement de tension a encore été en 2010 le principal challenge d'exploitation pour RTE, principalement en période de forte consommation. Les bilans précédents ont témoigné des difficultés structurelles de cette maîtrise pour une grande zone Ouest et pour la PACA : manque de moyens de production bien localisés dans ces zones, difficultés de construction d'ouvrages de transport, croissance de la consommation régionale. A l'horizon de quelques années, le "pacte électrique breton" convenu entre la région, l'Etat, RTE, l'ADEME et l'ANAH, signé le 14/12, prévoit des investissements (Appel d'offres pour un CCG près de Brest, renforcement du réseau nord-sud 225 kV) de nature à réduire ces difficultés. Dans l'immédiat, ces difficultés structurelles ont été aggravées pour la zone Ouest à partir de 2009 par des limitations importantes de capacités de production de puissance réactive sur les groupes de production.

Dans la continuité des années précédentes, RTE a poursuivi en 2010 des actions d'adaptation continue, en exploitant le retour d'expérience du passage des derniers hivers, et en constatant le caractère probablement durable sur plusieurs années des limitations de certains groupes en puissance réactive :

- en termes d'ouvrages

- L'installation de condensateurs décidés antérieurement en Bretagne, Normandie a été poursuivie.
- Pour les années prochaines, un programme très important –horizon 2011-2014- de nouveaux moyens de compensation dans le quart Nord-Ouest a été engagé, pour un total de l'ordre de 1800 MVar, dont plusieurs CSPR qui apportent des capacités de régulation continues et automatiques du plan de tension. Ce programme prévoit également des investissements de 1750 MVar de condensateurs (dont 1200 en 400 kV) dans le Sud-Ouest en lien avec le renforcement de l'interconnexion France-Espagne, et de 320 MVar dans le Nord-Est.
- Le passage en 400 kV du second terre de l'unique liaison double entre Toulon et Nice (axe Néoules – Trans – Biançon - Broc-Carros) a été finalisé mi 2010.

Bilan Sûreté 2010

- en termes de méthodes de conduite, l'amélioration des outils (Convergence -cf §4.1.5) et l'adaptation progressive des organisations ont permis en temps réel de prendre les décisions d'appel aux moyens de sauvegarde, en s'appuyant sur des simulations dynamiques exécutées sur des jeux de données plus précis (points instantanés régionaux recollés en un jeu de données unique complet), en remplacement de critères statiques moins précis; en 2009, ces études dynamiques avaient été mises en œuvre sur des données J-1. Les études prévisionnelles en J-1 ont également fait l'objet de méthodes et organisations améliorées -cf §5.6-

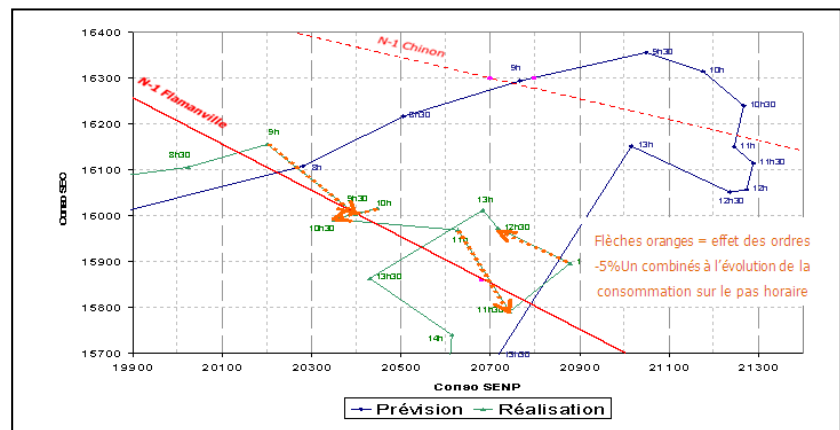
Le développement du dispositif Ecowatt en Bretagne et dans le Sud-Est a contribué également à la maîtrise des pointes de ces journées en incitant les citoyens à réduire leur consommation.

Du point de vue factuel, dans la continuité de la fin de 2009, le passage des pointes de consommation lors des périodes froides de janvier à mars 2010 est resté extrêmement tendu. A de nombreuses reprises RTE a dû faire appel à des moyens d'alerte puis de sauvegarde. Ces moyens sont actionnés de façon à mieux assurer la capacité du système électrique à éviter un effacement de tension de grande ampleur (régional ou plus) lors de la survenue d'incidents potentiels relativement peu rares (perte d'une liaison 400 kV ou d'un groupe de production de grande taille dans la zone) ou plus rares mais de conséquences toujours très importantes (perte d'un tronçon de barres d'un poste 400 kV et de tous les ouvrages de transport ou production raccordés à ce tronçon). Les mesures de sauvegarde sont actionnées lorsque le niveau de consommation attendu va dépasser la limite assurant la sûreté face aux seuls incidents les moins rares ; ces mesures permettent de réduire de quelques % la puissance consommée. En complément, l'Automate de Délestage Ouest (ADO) installé en 2009 peut agir en une dizaine de secondes après incident en délestant de la consommation en Bretagne.

Lors de la vague de froid de fin novembre-début décembre, rigoureuse sans être exceptionnelle, avec un écart de 9°C à la normale de température, de nouvelles situations de ce type sont apparues, occasionnant des décisions similaires, sur des zones plutôt plus étendues.

Au total, 31 ESS A (pour 20 en 2009) ont été enregistrés pour la gestion de la tension, dont 23 pendant des vagues de froid, correspondant chacun à au moins l'émission d'un premier niveau d'alerte ordre S "situation critique tension basse". Durant ces périodes, 16 ordres S "dégradation du plan de tension" ont été émis, sur les régions Ouest et Normandie-Paris, mais aussi, de façon moins systématique, sur les régions Nord-Est, Sud-Ouest ou Est, illustrant le caractère étendu du problème de gestion de la tension, du fait du maillage du réseau et de la localisation des moyens principaux de production. Ces ordres permettent de solliciter producteurs et distributeurs pour veiller à activer au mieux toutes les réserves de puissance réactive disponibles.

Les ordres de sauvegarde "-5% Un"⁴ dans ce quart Nord-Ouest ont été activés à 10 reprises (pour 2 en 2009), pour des durées de l'ordre de 2 à 4h à chaque fois, du 4/1 au 7/1, puis le 26/1, et du 30/11 au 2/12 sur des zones plus ou moins importantes. A titre d'exemple, l'ordre a été émis le 1/12 de la Picardie à la Bretagne et la Vendée, en passant par l'Île de France et la Normandie, pour un effet estimé à 1200 MW. L'automate ADO a été mis en veille à 19 reprises (82h au total). Les ordres de sauvegarde complémentaires "blocage régleurs"⁵ ont été activés à trois reprises le 4/1, les 1/12 et 3/12. On soulignera que pour plusieurs journées, ces ordres de sauvegarde ont été décidés pour parer des situations qui, en l'absence de ces ordres, auraient entraîné, en cas de perte d'un seul groupe, un effacement de tension non seulement de la



⁴ Ordre envoyé aux centres de conduite du réseau de distribution pour abaisser la tension de consigne des transformateurs des postes source, induisant une baisse de la consommation appelée par les charges passives

⁵ Il s'agit de suspendre la régulation de tension des transformateurs HTB2/HTB1 et HTB1/HTA, ce qui contribue à stabiliser les phénomènes de baisse de tension en s'appuyant sur le comportement naturel des charges

Bilan Sûreté 2010

Bretagne mais aussi de toute la zone Ouest y compris la région parisienne. A titre illustratif, la figure associée visualise, dans le plan des consommations des régions Normandie-Paris et Ouest, l'effet des ordres de sauvegarde pour maintenir le point de fonctionnement du système à proximité de la limite de sécurité avant effondrement sur N-1 groupe (limites caractérisées par les droites rouge, le point de fonctionnement devant rester en-deçà pour garantir l'absence d'effondrement, hors actions complémentaires curatives).

Il convient d'ajouter à ce bilan celui relatif à la maîtrise du plan de tension dans la région PACA. En janvier et février, 4 ordres "-5%" et 7 ordres de blocages régleurs ont été émis pour la zone Est de la région, mais aucun en fin d'année. Ceci résulte de la mise en service de l'axe double 400 kV jusqu'à Nice (complétée par la disponibilité croissante de moyens de productions dans la zone de Fos), qui permet de relever de façon sensible la limite de consommation avant effondrement de tension. La persistance dans la durée de cette amélioration dépendra des actions de maîtrise régionales entreprises pour limiter la progression de la consommation et de la construction du "filet de sécurité 225 kV" décidée en 2009.

Ces différentes données, et en particulier le nombre d'ordres de sauvegarde, confirment la criticité de ces situations et leur permanence d'une année à l'autre : les améliorations apportées par RTE chaque année (renforcements, moyens et méthodes d'études) sont jusqu'à présent contrebalancées par les facteurs défavorables (croissance de la consommation, limitations des capacités réactives des groupes).

De manière générale, tout événement affectant la disponibilité des moyens d'action sur le plan de tension est fortement pénalisant durant ces périodes et contribue à expliquer la variabilité des situations d'un jour à l'autre. Ainsi en est-il tout particulièrement de la disponibilité des groupes de production dans un grand quart Nord-Ouest (dont l'absence de deux groupes à Chinon lors de la vague de froid début décembre), y compris les moyens de pointe en Bretagne, ou du maintien de limitations sur les capacités réactives des groupes de production (5000 MVAR fin 2010 pour 6500 fin 2009, dont plus de 4000 MVAR sur les groupes dans les régions Centre, Nord, Ouest).

On notera ainsi que le 15 décembre, avec une consommation de 96700 MW et un plan de production favorable, les ordres de sauvegarde n'ont pas été nécessaires. Et que le 27 juillet, des conditions défavorables du plan de production dans la vallée du Rhône ont conduit, après le déclenchement du dernier groupe de production sur un des sites de la vallée, à l'émission d'un ordre "dégradation du plan de tension" (ESS A) ; cette dernière situation n'étant cependant pas à confondre avec les précédentes dans la mesure où elle relève de la reconstitution de la sûreté d'exploitation après l'occurrence d'un premier incident.

Concernant les tensions hautes, une nouvelle directive a été mise en place, sur la base des expérimentations de 2009, de façon à favoriser le bon arbitrage technico-économique entre les différents leviers possibles (dont les mises hors tension de lignes). Leur maîtrise en période de faible charge, de plus faible criticité en termes de sûreté que les tensions basses mais pouvant néanmoins rendre difficile le respect de la règle du N-k (sur perte de groupe), a été satisfaisante pendant l'été, mais plus délicate au printemps (plusieurs jours où plus de 10 lignes 400 kV ont été mises hors tension, jusqu'à 23 le 30/5).

2.4 Gestion des interconnexions

Depuis 2009, le centre de coordination technique CORESO fournit des analyses de sécurité et des propositions de résolution coordonnée en amont du temps réel, pour la zone Centre-Ouest européenne (Benelux, France, Allemagne), ainsi qu'une surveillance en temps réel sur les points figés toutes les 15 mn. Cette activité s'est poursuivie en 2010. En novembre, le GRT italien Terna et le GRT de la partie nord-est du réseau allemand 50Hertz ont rejoint Elia (Belgique), National Grid (Grande-Bretagne) et RTE. Cette extension renforce la capacité de CORESO à porter des diagnostics pertinents et des propositions de solutions sur une plus grande zone du réseau européen.

Cette évolution technique majeure, couplée avec les gains réguliers en matière de coordination opérationnelle entre les GRTs (voir ci-après) est indispensable avec le renforcement des échanges et de leur variabilité consécutive aux progrès dans l'intégration des marchés européens et à la croissance des énergies intermittentes.

Bilan Sûreté 2010

On notera en particulier que l'attribution des capacités d'interconnexion⁶ en J-1 sur le bloc "Central-West Europe" est assurée depuis novembre 2010 par un couplage des bourses d'échanges d'électricité (Allemagne, Belgique, France, Pays-Bas) dont l'algorithme assure la meilleure utilisation de ces capacités. La mise en œuvre de ce dispositif a requis le renforcement de la coopération technique entre les différents GRTs, en particulier pour la définition, en fin de J-2, d'un jeu de données unique "recollé" entre les différents systèmes puis le calcul de ces capacités susceptibles d'être mises à disposition des marchés. Pour ce faire, RTE s'appuie, pour ce qui le concerne, sur des services fournis par CORESO.

En complément, RTE et les GRTs allemands Amprion et EnBW, avec la bourse EPEX spot ont mis en place en décembre un mécanisme continu d'allocation de capacités en infra-journalier pour l'interconnexion France-Allemagne.

Concernant la coordination prévisionnelle et temps réel avec les GRTs voisins, RTE s'appuie sur des contrats avec chacun d'entre eux ; il n'en existe cependant que des versions projet avec Amprion et EnBW TSO, dont la finalisation n'a pu être acquise en 2010. Parmi les faits intéressants cette gestion opérationnelle, on notera :

- Plus de 25 activations (plus de 40 en 2009) des conventions "tri-latérale" et "penta-latérale" associant tous les GRTs voisins de Terna, dont RTE, afin de faciliter la gestion des contraintes en temps réel résultant des échanges, souvent sur des ouvrages du système italien, ou parfois, suisse ; ceci témoigne des difficultés structurelles du système européen dans cette zone, mais aussi d'un besoin de renforcement de la coordination en prévisionnel entre tous ces GRTs ; ce besoin est fort, dans la mesure où il est probable que la sécurité N-1 n'a pas été toujours garantie sur une liaison Slovénie/Italie lors de la période de froid de fin novembre ; l'appui de CORESO a facilité la consolidation d'une parade envisagée par Terna sur son réseau nord-est en évaluant son impact sur le réseau de RTE.
- Quelques réductions de capacités ont été organisées par REE et RTE sur la frontière espagnole, en prévisionnel ou en temps réel (sans impact financier pour les acteurs de marché) du fait de décalages de chantiers de maintenance ou d'avaries.
- De nombreux déclenchements ont affecté les capacités de transits sur la liaison à courant continu France/Grande-Bretagne, en général pour des durées très limitées, et sans impact pour les acteurs de marché. Ceci confirme l'urgence de la réalisation du chantier de rénovation qui devrait s'achever en 2011.

Au sujet de l'interconnexion avec l'Espagne, on notera que celle-ci a fonctionné principalement dans le sens des importations, en lien avec la croissance de la production d'énergies renouvelables en Espagne en 2010 (consécutives à une très bonne hydraulité et à la croissance de l'éolien, lequel a couvert 16% de la demande espagnole), induisant des prix de marché bas et des volumes importants d'énergie fatale.

2.5 Gestion des congestions internes

Sept ESS A et un B (zone de Marlenheim – voir §6.1) ont été enregistrés lors de situations délicates pour la maîtrise des transits.

Quatre d'entre eux témoignent des difficultés structurelles dans le Sud-Est, exposées de façon régulière dans les communications de RTE, et illustrées ici par des difficultés de gestion du N-1 (ou du N-2 en période particulière, telle que les périodes d'orage) sur l'axe double Tavel-Realtor alimentant la zone de Marseille à Nice : lorsqu'un premier événement a lieu dans la région (perte d'un ouvrage, retard de couplage d'un groupe "imposé" par RTE pour la gestion des congestions,...), il n'est parfois pas possible de couvrir l'hypothèse de déclenchement d'un (ou deux) terme(s) Tavel-Realtor sans prévoir de faire appel à un volume de délestage supérieur à 600 MW (63h cumulées en 2010). Les différentes évolutions (développement de production près de Fos, passage en 2*400kV de l'axe double Toulon-Nice, construction du "filet de sécurité 225 kV" à l'horizon 2015) associées aux actions

⁶ Il s'agit des capacités (virtuelles) d'échanges entre systèmes de deux pays différents, proposées aux acteurs de marché pour faciliter l'optimisation de l'utilisation des moyens de production à la plaque continentale ; à ne pas confondre avec les capacités physiques de transport des lignes d'interconnexion qui ne sont qu'un des éléments de détermination de ces capacités d'échange

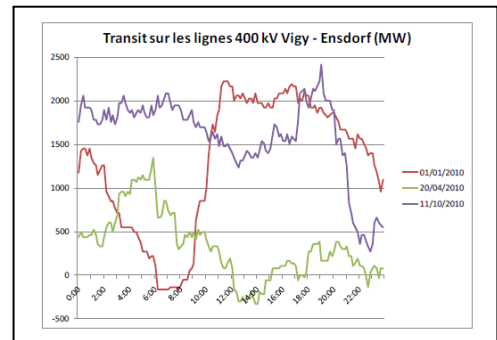
Bilan Sûreté 2010

de maîtrise de la demande contribuent et contribueront à réduire ces difficultés, sans les supprimer totalement.

La région Ouest est également une zone de faiblesse structurelle, avant tout pour la tenue de la tension. Concernant l'équilibrage des transits régionaux en 225 kV, l'insertion du poste 400/225 de Calan en 2010, près de Lorient, a contribué à en faciliter la maîtrise.

Un événement régional (en 225 kV) dans la zone nantaise, enregistré en ESS A et initialisé par un manquement à la gestion de la végétation, a illustré les risques portés par une analyse incomplète d'une situation d'exploitation nouvelle rencontrée, et rappelle⁷ donc à chaque intervenant (gestion prévisionnelle, conduite...) l'exigence d'effectuer contrôles et calculs.

Plusieurs événements régionaux proches des frontières (20/4 et 11/10 dans l'Est, 5/5 dans le Nord) ont montré des difficultés, déjà perçues en 2009, quant à la bonne prévision de l'impact des échanges transfrontaliers en 400 kV et sur les réseaux régionaux à 225 kV et l'utilité de renforcer la coordination entre le CNES et les dispatchings régionaux pour la préparation des situations prévisionnelles (en J-1 ou en infra-journalier) et la prise en compte plus efficace des études de CORESO dans ces évaluations. Ces améliorations sont attendues pour 2011 des évolutions d'organisation décrites au §5.6. CORESO apporte par ailleurs une aide significative pour le retour d'expérience de ces situations en apportant une vision plus précise de l'impact sur le réseau RTE des flux dans les réseaux adjacents. La variabilité rapide des transits au sein d'une journée est illustrée par le schéma ci-contre, relatif à un axe d'interconnexion France-Allemagne ; cette variabilité affecte naturellement le réseau intérieur.



L'observation des rapports d'analyse de ces événements et des bilans sûreté régionaux montre qu'un point délicat de la préparation de la conduite en J-1 et en infra-journalier concerne l'analyse de la sensibilité des études aux variations d'hypothèses, en particulier de niveau de consommation attendu, ou, près des frontières, des niveaux d'échanges. Cette sensibilité va croissante avec le développement de l'activité des acteurs de marché en infra-journalier, des énergies intermittentes, de la thermo-sensibilité. Le "calage" du niveau de couverture à assurer face à ces aléas d'hypothèses est un chantier qui reste à approfondir à fin 2010.

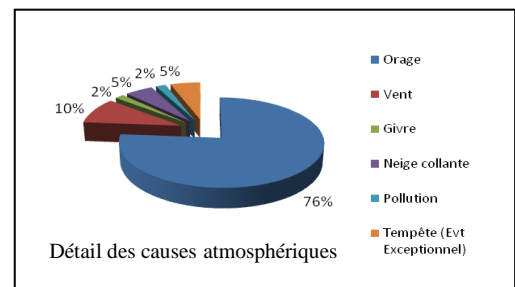
2.6 Aléas affectant les ouvrages de transport

Le nombre (7723) de courts-circuits affectant les ouvrages de transport est en baisse de 18,6 % par rapport à 2009, prolongeant une tendance constatée depuis plusieurs années. La baisse concerne particulièrement les réseaux HTB1, mais également les liaisons à 400 kV (1,7 court-circuit pour 100 km, contre 2,1 en 2009) et 225 kV (5,7 pour 100 km contre 6,5), avec un ratio environ 6 fois plus faible entre les liaisons 400 kV et HTB1, attribuable à des dispositions constructives plus protectrices.

97 % de ces courts-circuits sont fugitifs et n'affectent donc pas la disponibilité des ouvrages lorsque les automates de reprise de service fonctionnent correctement⁸.

61,9 % des courts-circuits sont d'origine atmosphérique avérée (68,9 % en 2009). Le niveau de foudroiement sur le sol français est en baisse en 2010, mais le nombre de courts-circuits dus à la foudre est en recul plus important, confirmant la tendance des dernières années.

Les 38,1% restants ont pour causes principales, avérées ou présumées, l'activité avifaune (15,3 %), les caractéristiques constructives (15,2%), résultant de choix d'optimisation qui ont évolué selon l'époque de construction -les ouvrages des dernières années intègrent ce retour



⁷ en complément de l'exigence d'application rigoureuse de la politique de gestion de la végétation.

⁸ pour compléter du point de vue de la sûreté, ces courts-circuits fugitifs sont sans risque si leur élimination est suffisamment rapide pour ne pas engager la stabilité dynamique des groupes, ce qui est confirmé voir §4.1.2

Bilan Sûreté 2010

d'expérience-, la pollution (3,8 %), les avaries de matériels (1,7 %) et diverses autres causes (agressions externes, erreurs humaines,...) pour 2,1 %.

En termes de sûreté, il convient de focaliser l'analyse sur les défauts sur lignes doubles 400 kV et les défauts barres 400 kV. Lors des défauts barres, l'ensemble des ouvrages raccordés à la barre -ou tronçon de barre- est automatiquement déconnecté. Ces deux types d'incident, particulièrement le second, peuvent être à l'origine d'incidents de grande ampleur. On relève en 2010 :

- 12 défauts simultanés sur ligne double 400 kV (11 en 2009), tous fugitifs (3 permanents en 2009)
- 3 défauts barres 400 kV (contre 8 en 2009), dont deux résultant d'une destruction de matériel et un d'une erreur humaine.

Un de ces défauts barres est à l'origine d'un ESS de niveau B. Un défaut barre en 225 kV est également à l'origine d'un ESS B.

Aucun court-circuit sur le réseau 400 kV n'a eu lieu suite à contact avec la végétation : la politique de maintenance relative au risque végétation s'avère efficace pour ce niveau de tension. En revanche on déplore un incident de ce type en 225 kV (ESS A, cf §2.5).

3 Evolution du référentiel traitant de la sûreté

Ce chapitre décrit les évolutions de l'ensemble du référentiel concernant la sûreté, qu'il soit établi extérieurement à RTE ou en interne. Il s'agit des documents prescriptifs de toute nature et de tout émetteur, des contrats établis par RTE avec tout type d'acteur exerçant une activité pouvant influencer sur la sûreté, mais également des documents de référence (études, positionnement...) qui concernent le domaine.

3.1 Référentiel externe : directives, lois, décrets, etc

Au niveau européen

Rien à signaler de particulier cette année en lien avec la sûreté du système électrique.

En France

La loi "NOME" du 7/12/2010 introduit une évolution majeure pour la sûreté de l'équilibre offre-demande en instituant une obligation de capacités, qui s'appliquera aux fournisseurs d'électricité, sous forme de "garanties directes ou indirectes" de capacités de production ou d'effacement et en chargeant RTE de veiller à leur mise à disposition effective. RTE est également en charge de conduire la concertation avec l'ensemble des acteurs concernés avant de proposer au Ministre de l'énergie des dispositions⁹ permettant de mettre en œuvre ce principe. Enfin la loi élargit les possibilités pour RTE de contractualiser des capacités d'effacement.

Dans un autre domaine essentiel à l'assurance de la sûreté du système électrique, il faut souligner la publication, dans le prolongement des décrets de 2008 relatifs au raccordement des groupes de production, de l'arrêté du 6 juillet relatif aux modalités du contrôle des performances de ces installations, lors du raccordement puis tout au long de leur durée de vie ; une vérification est ainsi prévue a minima tous les 10 ans. Cependant, la traduction concrète de ce dispositif pour les groupes pré-existants reste à faire, nécessitant la révision des dispositions contractuelles liant RTE et les producteurs.

Après concertation avec les acteurs concernés, RTE a mis à jour la Documentation Technique de Référence (DTR) en actualisant la liste des données à fournir pour le raccordement d'une installation de production (Art 1.1.2). La DTR a également été revue pour ce qui concerne les dispositions de gestion du réactif à l'interface avec les gestionnaires de réseaux de distribution (GRDs).

3.2 ENTSO-E

La maîtrise de la sûreté par RTE, tant au niveau de la gestion opérationnelle que de la préparation du système électrique de demain ou après-demain, est de plus en plus liée aux résultats acquis au niveau

⁹ Le Ministre en a confié la mission au Président du Directoire de RTE début 2011

Bilan Sûreté 2010

européen et en premier lieu par l'association ENTSO-E^{Glos} des GRTs européens. RTE s'implique fortement dans ces différents travaux.

Conformément au Règlement CE 714/2009 du troisième "paquet" énergie, ENTSO-E a publié en 2010, à l'issue d'une large consultation son premier plan de développement du réseau européen à 10 ans (connu sous le nom de "*Ten Year Network Development Plan*" -TYNDP-). Il s'est appuyé sur des scénarios de localisation et de typologie de moyens de production présentés dans le rapport préalable d'ENTSO-E "*System Adequacy Forecast 2010-2025*", et qui portait un diagnostic assez confiant quant à la sûreté de l'équilibre offre-demande global européen pour cette période, plus particulièrement jusqu'en 2015¹⁰. L'exercice est bien évidemment perfectible et le sera, le plan devant être revu tous les deux ans. Il a mis en évidence les besoins importants de renforcement, à l'échelle régionale ou trans-européenne induits par le développement des énergies renouvelables et la croissance de la consommation d'électricité, résultant en partie des transferts d'usages d'autres énergies. A terme, la performance économique et environnementale et la sûreté du système électrique seront impactées si ces ouvrages ne sont pas effectivement construits, et ENTSO-E a appelé à un raccourcissement des procédures d'autorisation correspondantes.

Pour la préparation à l'échelle saisonnière de la sûreté de l'équilibre offre-demande, ENTSO-E a publié des évaluations pour l'été 2010 puis pour l'hiver 2010-2011, dont les conclusions étaient en cohérence, pour ce qui concerne la partie française, avec celles publiées par RTE dans ses études de passage saisonnier, soulignant en particulier une meilleure disponibilité de capacités de production qu'en 2009 et la nécessité d'imports significatifs lors des épisodes de froid soutenu.

En termes de référentiel prescriptif, le groupe régional Continental Europe d'ENTSO-E a approuvé de nouvelles versions des "*policies*" 4 à 6, constitutives du référentiel prescriptif que tous les GRTs du système interconnecté d'Europe continentale s'engagent contractuellement à appliquer dans le cadre d'un contrat inter-GRT, le *Multi-Lateral Agreement*. On doit souligner la révision en octobre de la *policy* 5 relative aux états incidentels du système électrique et aux phases de reconstitution d'un système sain après incident majeur, et dont les prescriptions ont été révisées à la lumière des incidents majeurs vécus dans les années 2000, en particulier les difficultés de diagnostic d'ensemble et de pilotage de la reconstitution vécues lors de l'incident¹¹ du 4 novembre 2006. La revue de conformité aux exigences de cette *policy* restait à finaliser par RTE fin 2010.

La conformité des GRTs à ce référentiel fait l'objet d'un processus régulier depuis 2006. En 2010, il a concerné les *policies* 1 à 3, qui portent sur les aspects fondamentaux de la sûreté que sont le réglage de la fréquence (primaire, secondaire et reconstitution des réserves) et l'exploitation en sécurité (incidents à couvrir, échanges de données, maîtrise des impacts sur les réseaux extérieurs...). Ce processus s'appuie sur des auto-évaluations suivies d'analyse croisée des déclarations. Les résultats obtenus montrent que la mise en œuvre de dispositions opérationnelles assez complexes, adoptées lors de la révision de la *policy* 3 après l'incident du 4/11/2006, est perfectible¹². Ceci conforte d'ailleurs l'analyse de RTE selon laquelle confier une partie de ces activités à une structure comme CORESO est une solution adéquate.

En complément, des audits sont réalisés ponctuellement sur les thèmes d'auto-évaluation de l'année précédente. En 2010, 6 GRTs, choisis au hasard, ont ainsi été audités par leurs pairs sur l'application de la *policy* 8, relative à la formation des dispatchers.

Même s'il est perfectible, ce processus global de vérification de conformité est utile et devrait servir d'appui pour la mise au point dans le futur de dispositions adéquates pour la vérification de l'application des codes de réseaux européens, lorsqu'ils auront été promulgués par l'UE.

¹⁰ Cette étude publiée en février 2010 n'intégrait évidemment pas les impacts potentiels de l'accident nucléaire japonais de mars 2011, tels que l'arrêt de groupes nucléaires en Allemagne; les impacts identifiés sont évalués dans le cadre de l'étude "Summer Outlook 2011" d'ENTSO-E, de même que dans l'étude "Passage de l'été 2011" de RTE

¹¹ Suite à différents écarts de gestion prévisionnelle et opérationnelle en Allemagne, déclenchements en cascade d'ouvrages, suivis de la séparation en plusieurs sous-systèmes isolés et de délestages fréquentométriques (activés par la baisse de fréquence) pour stabiliser certains de ces sous-systèmes (dont celui incluant la France)

¹² Par exemple, quant aux échanges d'informations et de données permettant la surveillance de la sécurité du réseau par chaque GRT en coordination avec ses voisins, ou à la définition des "aléas exceptionnels" à surveiller lorsqu'une analyse de risques le justifie.

Bilan Sûreté 2010

3.3 Contractualisations concourant à la sûreté

Plusieurs points sont à noter en ce qui concerne les contrats de participation aux Services Système. En septembre, la Cour d'Appel a confirmé la décision de 2009 du CoRDIS de débouter POWEO, quant à sa contestation de l'obligation de participer aux services système (cf bilan 2009). A la fin de l'année, tous les producteurs qui avaient refusé de signer un contrat de participation l'ont signé. Des conditions techniques particulières ont été convenues, à l'issue d'une concertation approfondie, pour prendre en compte les limites techniques des groupes de type Cycle Combiné Gaz, dont les caractéristiques ne leur permettent pas de participer au réglage primaire de fréquence (et secondaire en "pente rapide") dans des conditions équivalentes aux autres groupes thermiques. La solution trouvée rend possible leur participation effective à ces réglages, et ceci était indispensable pour consolider le niveau de sûreté futur pour le réglage de la fréquence, compte tenu du développement de cette filière de production. Des essais restent cependant à réaliser pour confirmer réellement ces capacités de réglage.

Par ailleurs, RTE a conduit une concertation en vue de définir les dispositions relatives aux prochains contrats de services Système, les contrats actuels devant être renouvelés en 2011. Sous réserve d'une finalisation en 2011 des évolutions discutées, deux points sont à retenir en termes de sûreté :

- Il sera possible de conclure un contrat pour les seuls services de réglage de la tension ou de la fréquence, ce qui va permettre de contractualiser la participation aux réglages des groupes de technologies particulières (éolien, photovoltaïque) qui ne peuvent fournir techniquement qu'une partie de ces services ;
- Au regard des problèmes posés par la réduction durable de capacités de réglage du réactif, le bilan 2009 soulignait l'inadéquation du dispositif de pénalisation du contrat actuel pour assurer un retour aux capacités nominales, lorsque les correctifs requièrent des travaux lourds pour le producteur (ex : réfection d'alternateurs...). La nouvelle version de contrat discutée en 2010 définit un cadre de gestion plus appropriée de ces situations entre RTE et le producteur concerné, incluant la mise en place d'un planning de résorption engageant pour le producteur, l'intervention d'une expertise tiers en cas de désaccord et des pénalités renforcées en cas de non-exécution.

Pour le réglage primaire de fréquence, RTE a conclu un contrat avec SwissGrid permettant au GRT suisse d'approvisionner en volume limité des capacités de réglage sur des groupes français, sans impact sûreté sur la constitution des réserves primaires pour la France.

Au sujet de la stabilisation du niveau de compensation de la charge réactive dans les postes sources de HTA, et dans la continuité des discussions mentionnées dans le bilan 2009, RTE a signé avec eRDF et Electricité de Strasbourg Réseau un contrat qui assure l'arrêt de la dépose des condensateurs en HTA et leur maintien en conditions opérationnelles ainsi que l'engagement à les manoeuvrer. Le contrat fixe des nouveaux seuils maximum de "tangentes phi" de référence par poste source, basés sur l'historique, au-delà desquels des pénalités sont déclenchées. Ce dispositif doit contribuer à limiter l'impact de la charge réactive sur les problèmes de tenue de la tension, dont on a vu la criticité au §2.3.

RTE a également contractualisé avec eRDF les conditions de mise à disposition des informations descriptives et télémesurées de puissance sur les sites éoliens raccordés en HTA pour les utiliser dans le système IPES (cf §4.1.5).

Concernant la reconstitution du réseau et les renvois de tension vers les centrales, le contrat passé en 2006 avec le producteur EDF a été prolongé pour couvrir les années 2010-2012.

3.4 Référentiel interne RTE

Les principales évolutions du Référentiel de l'Exploitation Système ont porté sur :

- La refonte de la règle du N-k : *la règle fondamentale assurant la sécurité d'exploitation, voir §5.6 ;*
- La gestion des tensions hautes ;
- La gestion du réglage secondaire de tension ;

Bilan Sûreté 2010

- Le dimensionnement des réserves pour l'équilibre offre-demande ;
- La maîtrise des bilans de court terme des réalisations de consommation ;
- Les garanties d'alimentations électriques des dispatchings ;
- Les modalités de gestion des angles de rebouclage et des réenclencheurs ;
- L'animation technique du domaine "prévisions de consommation court terme".

Pour le Référentiel d'Exploitation Transport, il faut retenir plus particulièrement :

- La refonte des modalités de détermination des intensités de surcharge temporaire dans les ouvrages : *une révision de nature à optimiser la qualité et la sûreté d'exploitation, voir §4.1.4 ;*
- Le traitement des actes de vols de mise à la terre des équipements dans les postes ;
- Les modalités d'animation nationale du métier exploitation des ouvrages de transport ;
- La définition des dérogations permettant l'expérimentation des nouvelles dispositions pour la remise sous tension d'un ouvrage mis hors tension fortuitement.

Enfin, le référentiel partagé a été revu principalement sur :

- Les modalités de programmation pluri-annuelle des chantiers: *les activités de constructions ou de maintenance sont garantes de la sûreté de demain, mais doivent être placées judicieusement pour ne pas compromettre la sûreté d'aujourd'hui ;*
- Le code d'exploitation du réseau de télécommunications : *la sûreté du système électrique est indissociable de la maîtrise des services de télécoms qu'il requiert*
- Les prescriptions de gestion du retour d'expérience, voir § 5.3 ;

4 Dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine matériel

4.1 Comportement des équipements constitutifs du système électrique

4.1.1 Groupes de production

Evolution du parc de production

Le parc de production renouvelable a continué à progresser.

La production éolienne comptait fin 2010 5700 MW de capacité installée; le rythme d'accroissement d'environ 1000 MW/an s'est maintenu, on note un rattachement en HTB de 78 MW dans l'Est. Le facteur de charge moyen (par rapport à la puissance installée) a été de 21.9 % (2009 : 22%), variant entre 12.9 % en juillet et 33.6 % en mars. Le niveau max de production varie selon les mois entre 2400 et 4200 MW. Sur l'année, la répartition de la puissance produite révèle un premier décile à 333 MW et un neuvième décile à 2178 MW. Si la variabilité est importante tout au long de l'année, les performances annuelles sont donc stables.

Le parc de production photovoltaïque a fortement progressé, avec de l'ordre de 800 MW installés en fin d'année.

Pour les groupes thermiques, on enregistre la mise en service industriel de 3 cycles combinés gaz (CCG) de 440 MW raccordés en 2009 (2 dans l'Est et un à Fos), attestant ainsi que les performances attendues pour ces groupes ont été vérifiées et contractualisées avec les producteurs. Un CCG a été raccordé à Grande-Rivière, près de Montoir-de-Bretagne, il contribuera donc à la maîtrise des problèmes de tension dans l'Ouest. Enfin deux moyens de pointe (turbines à combustion) de 180 MW ont été mis en service industriel à Montereau.

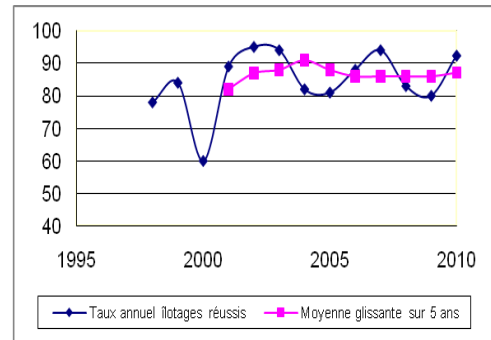
Risques de déclenchements multiples rapprochés

Par le passé, différents cas de déclenchements simultanés ou très rapprochés de plusieurs groupes de production (ex : février 2009), en particulier nucléaires, pour une cause commune, en général liée à la perturbation des prises d'eau de refroidissement (déchets dans le fleuve suite à tempête, crues, régimes de marée...) ont donné lieu à des événements sérieux pour le système électrique (ESS B ou C). Le retour d'expérience de ces incidents, pour la partie interface entre le producteur et RTE, a principalement porté sur le renforcement des mécanismes d'alerte. Le dispositif existant a bien fonctionné en 2010 et a été complété dans la vallée du Rhône avec la mise en place d'un mécanisme d'alerte, transmise à RTE, coordonné entre EDF et la CNR.

Bilan Sûreté 2010

Essais de renvois de tension

Pour les groupes nucléaires, un point important à considérer est le taux de réussite des îlotages, compte tenu de leur importance pour pouvoir faire face à une éventuelle reconstitution du réseau après incident de grande ampleur. Les performances demeurent très satisfaisantes : on recense 10 réussites sur 11 îlotages programmés et 2 fortuits réussis sur 2.



L'autre point important en cas d'incident de grande ampleur concerne les scénarios de renvoi de tension qui constituent une source complémentaire des moyens autonomes des centrales pour l'alimentation des auxiliaires des groupes nucléaires; ils peuvent être également utiles pour la reconstitution du réseau. Le contrat signé avec EDF sur ce sujet prévoit de réaliser chaque année un essai par site et de tester chaque scénario 1 fois tous les 3 ans. En 2010, 19 essais sur 26 programmés ont été effectués, dont 16 avec succès (en 2009, 16 essais sur 23 programmés, tous réussis). Un des trois essais échoués correspond au premier test d'un scénario modifié suite à des évolutions du réseau. Les deux autres font l'objet d'un ESS A, dont l'un est imputable à RTE (renvoi effectué, mais hors délai).

Du point de vue de la capacité à effectuer ces renvois lors d'un incident de grande ampleur, le taux de réussite par rapport aux essais tentés, de 84 % est dans la continuité des années passées (pour 100, 83, 79, 95 % de 2009 à 2006). La difficulté à atteindre un taux très proche de 100% chaque année montre cependant que la mise en œuvre de ces files de renvoi n'est pas anodine : ces essais contribuent à la vérification technique des procédures de constitution et à un entraînement régulier des différentes équipes impliquées d'EDF et RTE.

Le ratio entre essais réussis et initialement programmés (62 %) est également du même ordre qu'antérieurement. De ce fait, les écarts aux objectifs demeurent stables : 4 sites sans essais, comme en 2009, et 8 scénarios en retard de test triennal (9 en 2009).

4.1.2 Protections et automates d'exploitation, contrôle - commande

Un automate complexe est en cours de mise en place dans la partie sud du réseau, de façon à pouvoir faire face au déclenchement simultané des deux ternes d'un axe majeur, qui pourrait provoquer un incident critique de stabilité dans certaines configurations. L'automate agit dans des temps de l'ordre de la centaine de ms pour déclencher de la production en vallée du Rhône. Sa réalisation requiert une attention particulière pour assurer sa sûreté de fonctionnement, elle applique les principes édictés dans la directive de conception et maintenance publiée en 2009 relative à ce type d'automates. Les principaux composants ont été installés en 2010, pour, courant 2011, une mise en service "à blanc" durant une période d'observation significative.

Avec l'accroissement important de groupes de production dans la zone de Fos, raccordés en 225 kV, il est apparu nécessaire de mettre en œuvre un plan de protection spécifique à ces zones, comparables à celui appliqué en 400kV, et comprenant pour chaque liaison une protection différentielle et une protection de distance assurant les mêmes temps d'élimination, suffisamment courts. Cependant les matériels correspondants seront qualifiés fin 2011, et dans l'attente, la région a préparé la mise en place d'une télé-signalisation signalant l'indisponibilité de la seule des protections actuelles garantissant ces temps, de façon à pouvoir prendre des mesures préventives assurant la stabilité des groupes.

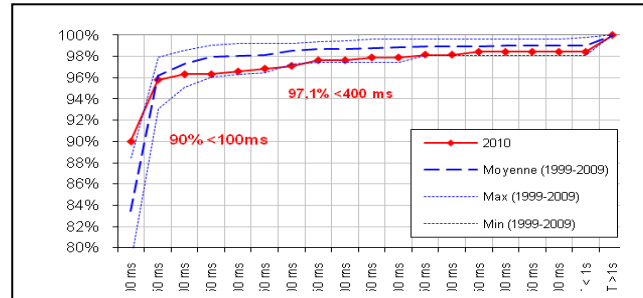
Il faut souligner la poursuite du programme, s'achevant en 2011, de remplacement des protections de distance en 225 kV, dans les zones à risque, du même modèle que celui dont les limites fonctionnelles avaient constitué une cause aggravante d'un incident régional important en PACA, le 3 novembre 2008 (classé ESS C).

En ce qui concerne le bilan du fonctionnement des protections de liaisons en 400 kV contre les défauts d'isolement, il faut s'attacher à différentes dimensions : le fonctionnement observé est-il conforme à l'attendu en terme de sélectivité (ie : les disjoncteurs sollicités pour éliminer le défaut sont en nombre minimal et bien localisés) et de reprise de service automatique ? Le temps d'élimination du défaut est-

Bilan Sûreté 2010

il conforme à l'attendu, afin d'assurer la stabilité des groupes de production ? Y-a-t'il des déclenchements intempestifs hors défaut ?

L'analyse de l'élimination par les protections et les automates des 386 courts-circuits subis par le réseau 400 kV donne ainsi des éléments sur l'évolution de l'adéquation du plan de protection et de la maintenance des protections, des liaisons de communication entre protections, des disjoncteurs. Cette élimination devant être de l'ordre de 100 ms pour garantir la stabilité dynamique des groupes en 400 kV, on note que 90 % des courts-circuits ont été éliminés en moins de 100 ms en 2010, valeur en progression régulière d'une année à l'autre, et 96 % en moins de 150 ms, valeur en léger retrait. Ces résultats sont satisfaisants. Notons cependant l'élimination, dans des temps supérieurs à 300 ms, de deux défauts polyphasés en 400 kV et un en "225 kV proche"; deux d'entre eux étaient susceptible de mettre en cause la stabilité de groupes de production¹³.



En 2010, le bilan des anomalies de fonctionnement des protections décompte 51 anomalies basse tension ayant eu un impact sur un organe haute tension, soit un nombre globalement stable. Les 20 anomalies intervenues hors défaut électrique ont toutes eu pour conséquence une ouverture intempestive. 31 anomalies (39 en 2009) se sont manifestées lors de l'élimination d'un des 386 défauts électriques, parmi lesquels on ne dénombre que 9 cas où les conditions d'élimination ont été dégradées : 8 ouvertures intempestives, 1 ouverture tardive, soit un résultat satisfaisant.

Il n'en demeure pas moins que ces dispositifs de protection sont critiques pour la sûreté du système : il est donc utile de poursuivre les efforts pour réduire encore l'occurrence d'anomalies, même si une partie d'entre elles reste sans conséquences, comme l'attestent les résultats précédents, du fait du doublement du système de protection. Parmi les principales causes de ces anomalies, 10 sont dues à des pannes et 6 à des limites fonctionnelles. Une cause notable réside dans les 16 anomalies des fonctionnalités assurées par les systèmes de télécommunications : ce résultat, bien qu'en progrès par rapport à 2009 et 2008 (21 et 17) reste supérieur nettement aux années antérieures (9 en 2007 et 2 en 2006). Outre les plans d'actions déjà mis en œuvre, le transfert progressif de ces voies de télécommunications sur le réseau ROSE devrait favoriser la réduction de ce type d'anomalies. On relève également 4 anomalies dues à l'action de rongeurs (en 2009, ce phénomène a été à l'origine de la perte complète d'un poste, classé en ESS B).

Pour les protections différentielles de barres en 400 kV et 225 kV, qui jouent un rôle majeur pour l'élimination sélective et rapide des défauts barres (certes très rares mais parmi les plus dangereux pour le système électrique), le comportement sur défaut a été satisfaisant. On note que le nombre d'indisponibilités fortuites est en hausse à 54, contre 40 en 2009, mais avec une durée cumulée en nette baisse, à 475h contre 714h en 2009 (7 indisponibilités de plus de 20h). Lorsque ces indisponibilités ont lieu dans des postes à risque pour la stabilité des groupes, des schémas particuliers ou des régimes de fonctionnement contraints en puissance réactive, voire active, doivent être adoptés.

Les chantiers de renouvellement du contrôle commande des postes en technique numérique sont désormais nombreux afin de traiter 40 % des tranches dans cette technologie d'ici 2020, l'objectif initial ayant été repoussé de deux ans. L'exploitation des postes renouvelés a mis en évidence des difficultés quant à la rigueur de spécification des fonctionnalités attendues dans chaque poste, le caractère souvent global des conséquences d'une défaillance sur l'observabilité et la commandabilité d'un poste, l'exigence de rigueur dans la gestion des montées de version. Le respect des règles d'élimination des courts-circuits n'a jamais été menacé. Les mesures décidées ou mises en œuvre à la lumière de ce retour d'expérience, dont une partie suite à un audit sûreté sur le sujet, et la montée globale en compétences de l'ensemble des acteurs (RTE et fournisseurs) avec le caractère répétitif de ces travaux, doivent être de nature à corriger ces difficultés de déploiement, inhérentes à chaque changement de technologie.

¹³ La perte de stabilité effective dépend des conditions d'exploitation et des caractéristiques du défaut

Bilan Sûreté 2010

4.1.3 Réglages automatiques de la fréquence et de la tension

Le Réglage Secondaire Coordonné de Tension est une version plus avancée du réglage secondaire de la tension, déployée dans l'Ouest de la France, zone où la gestion de la tension est singulièrement importante. Il fait l'objet d'un programme progressif de rénovation, avec, en 2010, l'adaptation au nouveau système de conduite régional, le renforcement de la robustesse par la mise en place d'un calculateur redondant et l'engagement du remplacement des interfaces de télécommunications des équipements distants.

Pour la version classique, dite RST-N, on notera la révision des paramètres de réglage sur les zones de la région Rhône-Alpes, pour améliorer les performances dynamiques.

4.1.4 Ouvrages de transport

Le passage de la tempête Xynthia a confirmé le constat, effectué en 2009 lors du passage de Klaus, d'une tenue satisfaisante du réseau géré par RTE. 75% des liaisons déclenchées ont pu être remises en service et 42 postes sur 43 ont pu être réalimentés dans la journée. Ce résultat est à relier à la poursuite de la mise en œuvre de la politique de sécurisation décidée en 2000, qui doit s'achever en 2017, et dont les aspects "sécurisation des fondations" et "élargissement des tranchées forestières" étaient quasiment achevés début 2010. L'impact en terme de sûreté a été faible : déclenchement de deux lignes 400 kV et de 25 lignes en HTB2, réparties dans l'Ouest, le Sud-Ouest, l'Est.

Les évolutions les plus notables sur le réseau 400 kV, du point de vue de la sûreté, en renforçant les capacités d'interconnexion entre régions (ou avec les GRTs voisins) ou l'alimentation des zones plus fragiles, sont les suivantes :

- l'achèvement du remplacement des conducteurs de la liaison Tavel-Tamareau (entre Avignon et Montpellier) par des conducteurs à haute capacité (technologie ACSS à faible dilatation) pour renforcer la liaison entre la vallée du Rhône et le Sud-Ouest (augmentation de la capacité de transit en hiver de l'ordre de 60%) ;
- le renforcement du réseau dans la zone Nord dans le contexte de la croissance de la production raccordée dans la zone et des échanges avec le nord de l'Europe : liaisons Avelin-Mastaing-Lonny, Avelin-Warande-Weppes et liaisons à 225 kV Moulaine-Aubange avec la Belgique ;
- le renforcement de la liaison avec l'Italie en vallée de la Maurienne (la partie italienne doit être mise à niveau en 2011) ;
- l'achèvement du passage en 400 kV du second terre de l'axe Toulon-Nice, de Néoules jusqu'à Broc-Carros en 2010 ;
- pour l'alimentation de la région Ouest, le renforcement de la liaison Avoine-Distré dans la vallée de la Loire et la création du poste de Calan 400 / 225 kV près de Lorient.

Il faut mentionner la poursuite d'installation de moyens de compensation, principalement en 225 kV, nécessaires pour renforcer la tenue du réseau aux problèmes de tension basses (160 MVAR dans le Sud-Ouest, 155 MVAR dans l'Ouest, 80 MVAR en Ile de France), mais aussi de tensions hautes (2 réactances de 64 MVAR installées en région parisienne).

Au delà des évolutions matérielles, un point essentiel concernant l'exploitation du réseau a consisté en 2010 en la révision des modalités de calcul des intensités de secours des différents types de liaisons. La nouvelle méthode probabiliste appliquée prend en compte la distribution statistique des valeurs de transit sur une liaison, ainsi que les grandeurs représentatives des conditions de refroidissement, pour évaluer les différentes valeurs de secours à respecter assurant la sécurité des tiers et la non-dégradation des matériels. Améliorant la précision de ces calculs, elle autorise une augmentation significative des valeurs maximales (sans travaux ou avec travaux) pour une majorité de liaisons 400 et 225 kV ou impose une réduction sur un nombre limité de liaisons, essentiellement en HTB1. Ces modifications sont de nature à renforcer l'optimisation de l'utilisation du réseau existant, réduire les coûts de congestion, faciliter les consignations d'ouvrages, renforcer la qualité de l'électricité fournie dans certains cas en autorisant des exploitations bouclées supplémentaires et repousser parfois les limites de sûreté du réseau. Le déploiement de cette nouvelle politique a commencé à partir de novembre 2010 pour faciliter le passage de l'hiver 2010-2011, et se poursuivra sur les deux années à

Bilan Sûreté 2010

venir. Un effet significatif en matière de gestion de la tension lors des vagues de froid est souligné dans les bilans des régions les plus concernées : Ouest, Normandie-Paris, Nord-Est ; les gains effectifs sur les coûts d'exploitation restent à caractériser, d'autant que les possibilités d'exploitations bouclées supplémentaires ressortent également d'autres actions réalisées en 2010, telles que la nouvelle règle N-k ou l'évolution des modalités d'étude.

Dans ce même domaine de l'évaluation au plus juste des limites de transit admissible, RTE a poursuivi deux types d'expérimentations relatives à leur évaluation en temps réel ou à très court terme en fonction des conditions effectives d'exploitation. Le bilan 2010 de la première approche, utilisant des outils d'évaluation en temps réel de la flèche de la ligne aérienne, montre que les techniques sont fiables mais d'un intérêt assez limité en pratique (sauf pour affiner en temps réel des décisions préparées en amont) du fait de l'absence de caractère prévisionnel de l'information. Il est prévu en 2011 d'examiner avec les concepteurs de cette approche les possibilités de mise à disposition d'informations prévisionnelles à quelques heures. Le second type d'approche est fondé sur l'utilisation de données météo de court terme pour affiner le calcul des intensités de secours, en J-1 ou infra-journalier. Le bilan est là plus positif avec une des deux méthodes testées (Sud-Ouest), les gains d'exploitation étant tangibles même s'ils restent modérés. Il a été décidé de poursuivre l'expérimentation de cette méthode dans une autre région et de mener à bien l'expérimentation de la seconde méthode de ce type qui n'a pu être réalisée en 2010 en Rhône-Alpes.

4.1.5 Systemes de conduite

Systemes national et régionaux de conduite et Systeme d'Alerte et Sauvegarde

Comme l'an dernier, les durées d'indisponibilité fortuite totale du Système National de Conduite (SNC) et de l'émission du signal de commande du réglage secondaire fréquence-puissance, déployés au CNES, ont été nulles.

Le nouvel outil de conduite du réseau au niveau régional (SRC) était en exploitation normale dans tous les dispatchings régionaux à fin 2010. Comme pour le SNC, sa disponibilité est un élément crucial pour assurer la sûreté. Sur les 7 installations, on relève sur l'année des pertes de l'observabilité du réseau pour une durée cumulée de 7h12 (soit 1h/an.région, ce qui est mieux que la performance minimale attendue de 2h/an.région), et de 17h08 pour les pertes de commandabilité. L'événement le plus pénalisant a été une perte d'observabilité et commandabilité durant 1h. 5 ESS de niveau A ont été enregistrés, contre 7 en 2009, première année de déploiement ; ils reflètent principalement des dispositions opérationnelles insuffisamment sécurisées pour les opérations de maintenance, elles ont fait l'objet de mesures correctives. Une montée de version apportant des améliorations significatives a dû être repoussée à la suite d'une période d'exploitation sous contrôle insatisfaisante.

Une expérimentation a été engagée pour évaluer les possibilités de reprise de la conduite d'une région par l'outil de conduite et les opérateurs d'une autre région. Les résultats positifs d'un premier essai ouvrent la voie pour étudier de façon approfondie cette alternative aux dispositions actuelles de maintien de l'activité opérationnelle en cas de défaillance majeure et de longue durée d'un dispatching régional, maintien qui est actuellement assuré par un dispatching de repli, coûteux et dont le caractère pleinement opérationnel est par nature plus faible que celui d'installations utilisées en permanence.

Le Système d'Alerte et Sauvegarde (SAS) est un outil crucial pour la maîtrise des situations à risques (alerte) ou dégradées (sauvegarde), comme l'atteste son utilisation régulière (en 2010 : ordres -5 % ou blocage régleurs, demande de "baisse d'urgence" sur un groupe pour réduire une surcharge suite à un double défaut barres). Son taux d'indisponibilité¹⁴ est évalué à 0,21 %, confirmant les progrès issus des rénovations de calculateurs effectués les dernières années. Les Règles Générales d'Exploitation du SAS prévoient la réalisation d'essais périodiques des fonctions critiques pour la sauvegarde du système, en particulier avec les distributeurs (blocage régleurs des transformateurs, baisse de 5% de la consigne de tension en HTA, télé-délestages). Au vu des bilans régionaux, la complétude de réalisation de ces essais est en progrès, y compris pour le test du télé-délestage. Ces essais montrent leur pertinence en ce qu'ils révèlent des exécutions non conformes, 5 ESS de niveau 0

¹⁴ Pour les 227 calculateurs reliés composant le SAS

Bilan Sûreté 2010

ont été enregistrés à ce titre. En situation réelle, un ESS de niveau B a été enregistré pour un défaut d'exécution d'un ordre de sauvegarde "-5 %" par un centre de conduite de distribution. S'agissant plutôt d'une mauvaise utilisation de l'outil, un appui-formation a été dispensé. Deux ESS A ont été enregistrés pour retransmission incomplète ou non-traitée par un dispatching régional d'un ordre d'alerte émis par le CNES.

Outils de prévision

L'utilisation du système IPES d'estimation de la production éolienne et photovoltaïque et de prévision de la production éolienne, à l'échelle locale, régionale ou nationale, est désormais bien ancrée pour la conduite en temps réel, mais aussi pour la préparation de la conduite en J-1, au moins dans les régions les plus concernées. L'algorithme de prévision, au départ fondé sur les seules prévisions de vent et les historiques de comptage, a été amélioré, en y adjoignant des termes de correction utilisant les valeurs de puissance active télémesurées ou estimées par IPES. La qualité des informations issues d'IPES est dépendante du taux d'observabilité des productions ; celui-ci était fin 2010 de 74,6 % (en progrès : 64,5 % en 2009) pour l'éolien et de 10 % pour le photovoltaïque. Fin 2010, sur la base de relations formalisées, RTE reçoit des informations de 16 centres de conduite de distribution d'ERDF sur 20 potentiels et de trois centres de surveillance de production intermittente gérés par des producteurs.

Les estimés de réalisation comme les prévisions ont été utilisés en 2010 pour améliorer la qualité des études J-1, avec des dispositions pratiques qui doivent être industrialisées en 2011. Certaines régions témoignent ainsi de l'utilisation de la prévision éolienne pour le lendemain afin de mieux évaluer les possibilités de consignation sur les zones où les flux sont fortement influencés par ces injections. En période de contraintes fortes (vagues de froid), le calage des seuils d'activation des ordres de sauvegarde est également plus précis grâce à la prise en compte de ces prévisions. L'évaluation des consommations, qui est réalisée en temps réel à partir des soutirages sur le réseau de transport et d'estimations forfaitisées pour certaines grandeurs non mesurables (injections en HTA, auto-productions...) a aussi été améliorée en 2010 par la prise en compte des estimés de production éolienne réalisée. La croissance de l'utilisation de l'outil dans la conduite requiert en retour une disponibilité sans failles. Le taux de disponibilité total a été de 98,6 %. La disponibilité de l'application a été perdue lors de la tempête Xynthia pendant plus de 30h, suite à une détérioration de liaison hertzienne non doublée. La sécurisation de ces liaisons a été mise en œuvre depuis.

L'utilisation de l'outil de prévision de consommation PREMIS s'est étendue à toutes les régions pour élaborer des prévisions améliorées au niveau hebdomadaire et en J-1. Cela doit contribuer à améliorer la robustesse des études hebdomadaires pour préparer les consignations d'ouvrages et des études de court terme. La maturité entre les régions sur ce point est cependant encore nettement différenciée, entre ceux l'ayant introduit en 2010 et ceux disposant d'une antériorité et qui contribuent à en analyser les performances avec le Département en charge de l'algorithme.

Surveillance des programmes de production

Le projet PCCP (Point de Commande Centralisé de la Production) a été achevé mi 2010 avec la prise en charge complète par les producteurs du passage des ordres de modifications des programmes de production aux centrales, incluant les ajustements demandés par RTE. Cette évolution recentre chaque acteur sur son cœur de métier et a autorisé la réduction à 1h, au lieu de 2h, du délai minimal que les producteurs doivent respecter pour revoir les programmes de production en cours de journée, leur permettant ainsi de faciliter leur optimisation de court terme et réduire leurs écarts. Les dispositions techniques ont été définies en veillant particulièrement à ne pas affecter la sûreté, intégrant en particulier des possibilités d'accès direct du dispatcher à l'opérateur du groupe dans le cadre d'actions de sauvegarde). RTE a donné accès aux dispatchers régionaux à l'outil EMMA du CNES afin qu'ils puissent apprécier l'impact sur les flux des modifications de programmes dès leur déclaration. Ils peuvent d'autre part vérifier en quasi-temps réel le respect des programmes de marche des groupes grâce à l'outil Scorpion, passé en service industriel en 2010.

Outil d'études

Le déploiement de la plate-forme d'études Convergence, développée pour homogénéiser les outils d'étude utilisés en développement de réseau (long terme) et les études préparatoires à l'exploitation ou en temps réel, a été finalisé en 2010, avec un cursus de formation commun aux deux métiers.

Bilan Sûreté 2010

Convergence est au cœur des évolutions fonctionnelles en cours pour améliorer la précision des études de court terme et les mettre à jour en infra-journalier -cf §5.6- en particulier par la mise à disposition d'un processus de recollement de "points figés" pour disposer d'une vision unique et partagée des situations de réseau et d'un module de simulation dynamique plus ergonomique.

Système de télécommunications de sécurité^{Gios}

RTE conduit le projet ROSE, qui consiste à internaliser et moderniser le Réseau de Sécurité en le numérisant et en le dotant plus largement de supports de transmission à fibres optiques posées sur les ouvrages de transport, pour accueillir les applications de "niveau haut" portant les enjeux de sûreté : téléprotection d'une part, avec priorité aux protections différentielles de lignes, téléconduite et téléphonie de sécurité d'autre part. En matière de sûreté, il est escompté de ce projet une disponibilité et une fiabilité renforcées des services rendus par rapport aux solutions antérieures.

En 2010, compte tenu de l'impact critique sur la sûreté de ce nouveau réseau de télécommunications, le projet a fait l'objet d'une revue approfondie par des experts externes de haut niveau avant d'acter le lancement du déploiement industriel.

Le Code Opérationnel du Réseau de Télécommunications a été publié, pour assurer la gestion opérationnelle de ce réseau, dès aujourd'hui et dans la perspective de la mise en service de ROSE. Conçu selon une approche similaire au Code de Conduite des Réseaux de Transport, il prescrit les niveaux de service attendus (temps de restauration), l'organisation, les responsabilités et actions à effectuer pour assurer la gestion prévisionnelle de la maintenance du réseau télécoms de sécurité, et les modalités pour la supervision, la surveillance et l'administration de ce réseau.

Pour l'aspect téléprotection, la migration sur support ROSE des voies de communication entre les extrémités des protections différentielles de lignes 400 kV était en voie d'achèvement fin 2010 : il reste 13 lignes à traiter en 2011.

Pour le réseau hertzien classique, dont l'utilisation est appelée à une extinction progressive, les constats de 2009 peuvent être répétés : volume toujours en décroissance importante, disponibilité stable, réactivité du contractant pour la détection et le traitement des pannes stable, nettement en-dessous des engagements contractuels. Le maintien de la disponibilité pour les équipements encore en service doit être surveillé avec vigilance jusqu'à l'extinction du service.

Au-delà du comportement des supports de télécommunications, tels que le réseau hertzien, en termes de sûreté, il convient de s'intéresser aux services rendus : le taux de réussite des télécommandes est de 98,5 %, le taux d'indisponibilité des télémesures est de 0,19 %, ces résultats sont conformes aux performances exigées. Le taux d'indisponibilité des téléseignalisations a augmenté à 0,23 % (pour un seuil max visé de 0,20 %), en lien avec une spécification d'interface incorrecte pour les nouveaux postes numériques, dont un correctif est prévu en 2011. Pour les liaisons entre les deux extrémités des protections différentielles de lignes, encore assurées par réseau hertzien, le temps moyen d'indisponibilité a été de 2h24 (pour un objectif contractuel de 8h45 max).

4.1.6 Charges / consommation

Dans un contexte où le concept de smart-grid¹⁵ occupe le devant de la scène, il convient d'examiner les actions concrètes réalisées par RTE pour susciter ou utiliser des effacements de charge, favorisant la gestion des marges globales ou la maîtrise des congestions régionales, et ce dans le cadre de contrats ou de comportements coopératifs des consommateurs.

En début d'année RTE a fortement contribué aux travaux du "Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique" présidé par MMs Poignant et Sidot dont les conclusions ont été largement reprises dans la loi NOME, cf §3.1.

RTE s'attache à sensibiliser les consommateurs à l'impact de leur comportement sur la modération des pointes de consommation. En Bretagne, la notoriété du dispositif Ecowatt a été renforcée, avec un relais significatif des collectivités et associations locales. Il en est de même dans le Sud-Est où Ecowatt a remplacé en décembre le dispositif antérieur de même nature. Dans l'Ouest, on compte 30000 inscrits (contre 18000 fin 2009), qui ont reçu 3 alertes orange et 3 rouge en janvier, puis 5 orange et

¹⁵ concept qui va bien au-delà de la seule gestion des charges, voir par ex : "RTE acteur central des smart-grids », Michel Bena, REE n°10, nov.2010

Bilan Sûreté 2010

2 rouge en fin d'année. Dans le Sud-Est, 12 alertes orange ont été émises en début d'année et une le 16/12. Il est important de soutenir et développer la démarche dans la durée.

De manière plus globale, dans le cadre du "pacte électrique breton", RTE a favorisé une expérimentation d'ajustements diffus localisés dans le pays de St Brieuc.

Dans le Sud-Est, RTE contribue à différentes expériences de maîtrise globale énergétique d'une zone (Premio, Reflexe) et a permis aux départements Var et Alpes-Maritimes d'analyser les structures de consommation régionales.

Pour renforcer la disponibilité d'offres d'effacements de consommateurs industriels sur le MA, et au vu du bilan limité mais positif des contractualisations pour 2009 et 2010, RTE a renouvelé fin 2010 la contractualisation de telles offres pour une mise à disposition lors de situations tendues d'un volume de 110 MW activables 20 fois en 2011 et 120 MW activables 12 fois à partir du 1/5/2011.

Pour le MA, le volume offert d'offres constituées par agrégation d'effacements de consommateurs diffus est faible, entre 10 et 15 MW ; elles ont été principalement activées au dernier trimestre.

Afin d'évaluer la possibilité de disposer d'offres d'ajustement de produits à activation courte, de quelques minutes, qui seraient tout à fait adaptés pour aider à gérer les problèmes posés par les variations de fréquence aux heures rondes (cf §2.2), et pour lesquelles il était intéressant d'examiner le potentiel sous la forme d'effacements, RTE a organisé un appel d'offres expérimental sur le sujet. Trois contrats d'un mois ont été attribués pour 51 MW pour des effacements industriels ou diffus. Le retour d'expérience, montrant la pertinence de la démarche, a été pris en compte dans la définition technique et financière (attribution d'un bonus dans l'interclassement des réponses à l'appel d'offres) des produits demandés dans le cadre de l'appel d'offres pour les "réserves rapides et complémentaires", lancé fin 2010 en vue du renouvellement du contrat arrivant à échéance en avril 2011.

4.2 Structure du système et ses règles de conception

En 2010, RTE a actualisé le Bilan prévisionnel 2009 de l'équilibre offre-demande en France. Les conclusions en sont confirmées : la sécurité d'approvisionnement en électricité devrait être assurée jusqu'en 2013, compte tenu des moyens de production attendus, et la croissance des pointes de consommation lors des vagues de froid est préoccupante.

RTE a poursuivi le travail engagé en 2009 visant à revisiter en profondeur la doctrine et les méthodes d'études de développement du réseau pour les adapter au contexte des années à venir : nouvelles solutions techniques, maille européenne, production répartie, oppositions aux projets... Il s'agit de définir un cadre d'analyse multi-critères, considéré comme une réponse crédible au problème multi-dimensionnel d'évaluation des stratégies possibles de développement, en s'inspirant des conclusions théoriques du projet européen Realisegrid. Les travaux de 2010 ont conduit par exemple à définir les valeurs des paramètres déterminants (coûts des pertes, de l'énergie non-distribuée...). En parallèle, un projet de réseau cible 400 kV à l'horizon 2030 a été défini, qui reste à approfondir dans le cadre des travaux correspondants au niveau ENTISOE.

Pour ce qui concerne les études décisionnelles, les différentes équipes de RTE concernées travaillent au rapprochement des méthodes et outils entre développement et exploitation pour renforcer la prise en compte des contraintes futures d'exploitation dans les décisions de développement (exploitation lors des consignations d'ouvrages, gestion des problèmes de tension, automates d'effacement...). L'utilisation d'une plate-forme unique d'études (Convergence), la mise en place progressive d'un cursus de formation commun en témoignent. Cependant cette évolution, importante pour la sûreté du réseau des années à venir, est loin d'être achevée ; ainsi en 2010, un travail d'analyse pour revoir les modalités des études des problèmes de tension basse a été engagé, mais doit être poursuivi ; de même, l'identification tardive des questions posées par l'intégration des nouvelles limites d'intensités dans les études de développement montre la nécessité de renforcer les coordinations.

Concernant le développement d'ici à quelques années du réseau, on notera que RTE a travaillé en étroite relation avec la DGEC pour identifier les contraintes induites sur le réseau de transport selon les localisations envisagées pour les installations de production éolienne off-shore dans le cadre de l'Appel d'offres préparé par les pouvoirs publics.

Bilan Sûreté 2010

4.3 Autres dispositions matérielles contribuant à l'exploitation

Comme le bilan de l'an passé le soulignait déjà, la conduite évolue vers une gestion de plus en plus dynamique de la maîtrise des contraintes, à court terme, en s'appuyant sur un ensemble de moyens tels que : les études plus proches du temps réel, les simulations dynamiques, des évaluations de réalisation et des prévisions de consommations affinées et intégrées dans les études de court terme, la couverture de contraintes en N-k par des parades curatives, l'exploitation des régimes limites d'intensité en mode dynamique¹⁶ (utilisation de seuils Jour/Nuit ou des seuils "Hiver 2", pendant les périodes où la température est suffisamment basse). Dans ce contexte, la rigueur de gestion des données (dans les outils d'études) et de réglage des paramètres (dans les automates, dont les protections de surcharge qui assurent le respect des limites d'intensité) est essentielle¹⁷.

Quelques incidents détectés montrent que le risque est effectif, même s'il reste faible au regard du nombre d'actions de ce type réalisées : le 6/1, passage des protections de surcharge sur un auto-transformateur en "Eté" au lieu de "Hiver 2"; le 3/2, une sous-estimation importante de la consommation réalisée, résultant d'une gestion inadéquate de la mesure de l'injection d'un groupe de production, a induit une sous-estimation de la proximité à la limite de sûreté, dans un contexte de situation critique de vague de froid ; le 19/7, retour en exploitation suite à travaux d'un ouvrage 400 kV en régime "intersaison" au lieu de "Eté". Les travaux d'amélioration engagés, par exemple dans la région Est ou au CNES, suite à un incident comparable en 2009 (ESS A), montrent que les exploitants sont conscients de cette vulnérabilité. Cela doit rester une préoccupation de toutes les équipes opérationnelles et de leurs managers.

5 Dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine organisationnel et humain

5.1 Culture de sûreté, management du facteur humain, formation

Facteur Humain

Sur le sujet des erreurs humaines (qu'elles aient contribué à un événement effectif, ou qu'elles auraient pu induire dans des situations plus défavorables), on pourrait renvoyer le lecteur au § correspondant du bilan 2009, car les mêmes tendances se retrouvent : croissance des auto-déclarations et des faits enregistrés et analysés, transparence de plus en plus perçue comme un vecteur de progrès, travail d'analyse en équipes, absence d'amélioration franche, difficultés à évaluer l'efficacité des actions correctives réalisées...

Au delà de ce premier constat, il faut souligner l'implication croissante des acteurs et du management pour enregistrer et analyser ces événements, et chercher à les réutiliser dans les formations.

Les différentes démarches d'analyse des erreurs enregistrées sont appliquées tant au niveau de la conduite ou de la préparation de la conduite du système électrique qu'au niveau de l'exploitation et de la maintenance des ouvrages. Bien que les métiers soient sensiblement différents, on trouve des conclusions très comparables. Une part importante des erreurs relèvent du non-respect des procédures (consignes d'exploitation, CCRT¹⁸, préparations de travail absentes ou incomplètes, non-observation de points d'arrêt...), une part significative concerne les oublis (opérations incomplètement effectuées, traçage omis,...), enfin les confusions (ouvrages à manœuvrer, procédure applicable,...) sont également présentes et ont souvent des conséquences bien visibles. La part relative entre différentes causes de ces erreurs est difficile à évaluer précisément (compétences insuffisamment acquises, avec un référentiel complexe et évolutif, trop grande confiance dans les savoirs-faires acquis sur des situations répétitives,...). Les facteurs exogènes (dispositions inadaptées, ergonomie d'outil perfectible...) jouent évidemment mais ne constituent pas un facteur prédominant.

Pour les erreurs humaines tracées pour les opérateurs de conduite, environ 50 % ont eu des conséquences, dont 10% donnant lieu à un ESS. Trois ESS A comportent une cause prédominante "facteur humain" ; pour un ESS B, c'est l'une des causes.

¹⁶ les régions Est et Rhône-Alpes soulignent par exemple l'emploi croissant de ces dispositions. Sur le réseau 400 kV, des changements de régime dérogatoires sont souvent demandés

¹⁷ de même que la fiabilité des télécommandes et du matériel, pour ce qui concerne l'application de parades

¹⁸ Code de Conduite des Réseaux de Transport

Bilan Sûreté 2010

Formation

Comme les années précédentes, les formations initiales et de maintien des compétences pour les différents métiers concernés ont été dispensées au niveau national ou régional conformément aux programmes prévus.

L'adaptation des formations aux évolutions des métiers liés à la conduite et à l'exploitation du réseau est réalisée de façon régulière :

- Des formations nouvelles ont été mises en place : études de réseau avec Convergence, dont réalisation des études dynamiques pour la tenue de tension, prévisions de consommation court terme (en particulier pour le niveau régional), raccordement au réseau...
- A l'issue de l'expérience réalisée en 2009, une formation commune aux exploitants des groupements de postes et aux chargés de conduite des dispatchings a été instituée, pour développer la compréhension de leurs interactions, avec la réalisation d'une session dans chaque région.
- Le cursus de professionnalisation des personnels des groupements de poste assurant l'assistance à la conduite a été repensé pour l'adapter aux évolutions de l'activité de ces personnels liées à celles de la conduite (télécommandes avec le SRC, réalisation des manœuvres périodiques depuis le dispatching, renforcement des besoins de diagnostic rapide des incidents ...) ; il sera mis en œuvre à partir de 2011.
- Un nouveau référentiel de compétences a été établi, commun aux activités de conduite, gestion prévisionnelle, développement du réseau ; son utilisation devrait permettre une identification homogène des compétences individuelles et renforcer la vision d'ensemble des compétences disponibles et de leur pilotage.

Culture sûreté

A l'occasion de plusieurs audits sûreté, il a été souligné, plus particulièrement pour les équipes régionales des Unités de la DTE, une perception insuffisante -au moins dans la durée après des sensibilisations initiales- des impacts potentiels forts et directs sur la sûreté de leurs activités, en particulier certaines tâches (calculs, maintenance, essais). Certaines régions s'en préoccupent plus, ainsi, par exemple, la région Rhône-Alpes a développé un programme spécifique de re-sensibilisation. Cela doit être une préoccupation partagée, se traduisant par des actions régulières de rappel, pour lesquelles de nombreuses opportunités existent : animations métier, exploitation du retour d'expérience, événements spécifiques...

Avec les acteurs externes (notamment producteurs et distributeurs), RTE a organisé comme chaque année des sessions régionales de la formation "Assurer ensemble la sûreté". Même s'il existe d'autres occasions de sensibilisation (rencontres entre opérationnels, réunions de suivi de contrats, ...), ces formations sont le vecteur principal du renforcement de la compréhension par ces acteurs des enjeux sûreté et des phénomènes mis en œuvre lors des incidents affectant le système électrique. La participation reste comme les années passées assez inégale, de 0 à 3 sessions selon les régions, avec en complément une tendance à la réalisation de sessions spécifiques, en particulier pour les nouveaux producteurs. Le refus de participer de quelques acteurs du fait que la formation est payante est regrettable.

On notera également des actions de sensibilisation avec différents services techniques de l'Etat, en interface opérationnel avec RTE : formations pour les agents des DREAL, réunions avec les services de lutte contre les incendies de forêt (Sud-Est, Sud-Ouest).

5.2 Pilotage, système de management

La direction générale de RTE a engagé toute l'entreprise dans le "projet industriel performance durable". Différentes composantes du projet concernent la maîtrise de la sûreté, en particulier au travers des thèmes pérennité et renouvellement de l'outil industriel, préparation des solutions techniques innovantes pour le réseau de demain et R&D pour le système électrique, évolution du management, développement de la dimension européenne.

En accompagnement de la mise en œuvre de ce projet, l'identification du contrôle interne de l'entreprise comme outil de maîtrise et de vérification de l'efficacité des processus se développe

Bilan Sûreté 2010

significativement. Chaque Unité réexamine chaque année ses risques principaux et les actions de maîtrise associées et actualise la liste des dispositions de contrôle, à tout niveau, qu'il convient d'appliquer. La perte de maîtrise de la sûreté (directe ou indirecte) fait clairement partie des risques principaux traités dans cette démarche par les directions et leurs Unités opérationnelles.

Dans ce schéma, depuis 2010, RTE ne recherche plus la certification ISO 9001 de ses activités. La démarche de certification avait permis, à son époque et dans un contexte de construction de RTE, de renforcer la maîtrise des activités impactant la sûreté. Il convient de s'assurer dans la durée que les nouvelles orientations de l'entreprise et le dispositif de contrôle interne consolident ces acquis et garantissent le renforcement de la maîtrise de la sûreté.

5.3 Retour d'expérience : organisation, échelle des ESS^{Glos}

Le processus de retour d'expérience (REX) est piloté au niveau de RTE par le Comité National Retour d'Expérience (CNREX). En 2010, il a tenu 6 réunions, traitant par exemple de :

- l'examen d'événements relatifs à la qualité de service ou la sûreté (ex : ESS D du 21/12/2009, 2 ESS B, inondation Var, risques virus sur les outils d'exploitation) et de leurs enseignements ;
- l'évolution des conditions d'exploitation/conduite (REX des périodes d'hiver, expérimentations...),
- l'avancement de plans d'actions engagés suite à REX ou audits sûreté nationaux,
- l'examen de bilans (protections, téléconduite).

Cette liste témoigne d'une activité équilibrée du CNREX entre analyses globales et ponctuelles et d'un renforcement du suivi d'actions de portée nationale, qu'il est souhaitable de consolider en 2011, en particulier en examinant le bilan du plan national d'actions suite à l'incident du 21/12/2009 à Tavel.

Au niveau opérationnel, le processus de REX a été profondément révisé, avec un pilotage national hebdomadaire coordonné avec les pilotages régionaux, pour en améliorer l'efficacité de premier niveau, sous la forme d'une "boucle courte" de quelques semaines, permettant de collecter les premiers enseignements des événements de l'exploitation, d'en analyser les causes et les risques et de déterminer les suites à donner en interaction entre régions et national. Cette évolution ne semble pas incompatible avec la poursuite d' "analyses approfondies" plus longues sur des cas complexes. La révision vise aussi à mieux piloter les opérations de partage (intra-régional et entre régions) qui, historiquement, se sont toujours révélées difficiles à réaliser (manque de temps, difficultés d'appropriation d'enseignements externes...) et sont pourtant une source de progrès importante.

Ce processus de REX est essentiel pour la construction de la sûreté de demain : il concerne non seulement les événements ayant engagé le niveau de sûreté (ESS) mais également ceux, d'ailleurs largement majoritaires, ayant trait à l'exploitation et la conduite, depuis les défaillances des matériels jusqu'aux erreurs humaines, et dont l'exploitation par le REX est une source majeure de correctifs, d'évolutions des modalités de la maintenance, des doctrines et modes opératoires, de partages organisés d'informations, qui contribueront dans le futur à mieux maîtriser le système électrique.

Par ailleurs, et dans l'esprit des recommandations de l'audit national sur le "REX Sûreté" de fin 2009, la majorité des régions témoignent dans leurs bilans d'évolutions des processus régionaux des Unités Transport et Système pour mieux les coordonner et rapprocher les différents acteurs du REX.

La grille de classement des Evénements Système Significatifs (ESS), utilisée pour assurer le retour d'expérience sur la sûreté du système électrique français, a fait l'objet de retouches mineures fin 2010, pour remédier à quelques ambiguïtés d'application, tenir compte des évolutions de la conduite (renforcement de l'utilisation de parades correctives en télécommande depuis le dispatching pour assurer la règle du N-k) et de la redondance en matière d'observabilité du réseau assurée par les murs d'image avec les systèmes de conduite.

5.4 Contrôle des performances^{Glos}

Pour le contrat de participation aux services système signé pour les années 2008 à 2010, les performances définies pour les réglages fréquence-puissance et de tension sont contrôlées dans les régions avec l'outil CdP_Prod. Comme en 2009, toutes les régions ont appliqué le contrôle des performances des groupes de production, avec ses aspects techniques et financiers. Les équipes

Bilan Sûreté 2010

régionales de RTE organisent toutes des rencontres au moins annuelles avec les sites producteurs et leur management pour analyser de façon détaillée les écarts de performance constatés, leurs causes et les remèdes envisagés. Les bilans régionaux mettent en évidence le résultat de ces actions de contrôle avec des corrections d'anomalie après des périodes de durée significative d'écarts de performance contractuels (capacités réactives, inaptitudes à des fonctionnements particuliers tels que le fonctionnement en compensateur synchrone, vitesses de réglage, aptitude au réglage primaire de fréquence...) voire des corrections de diagnostic erroné, mais aussi des situations de persistance d'écarts contractuels non résolus, telles que la non-fourniture de diagrammes Tension/réactif définissant l'ensemble du domaine de fonctionnement utilisable, pour des groupes thermiques classiques appartenant à deux producteurs.

La persistance dans la durée d'écarts importants et non résolus concerne naturellement les limitations en capacité de production ou d'absorption de réactif, affectant depuis de longs mois un nombre important de groupes de grande taille, déjà évoqués au §2.3. L'an dernier le bilan indiquait un volume de 6500 MVAR indisponibles, soulignait l'inadaptation des clauses du contrat de services système pour inciter un producteur à y remédier rapidement, compte tenu des enjeux financiers requis pour les réparations (ex : travaux ou remplacement de transformateurs de groupe, rebobinages d'alternateurs...) et appelait le producteur concerné à agir au plus vite au regard des enjeux sûreté liés à ces limitations. En 2010, le bilan chiffré a évolué modestement (plus de 5000 MVAR de déficit en fin d'année), d'autant que la possibilité de faire appel à des protocoles permettant de dépasser les limitations permanentes pendant quelques heures par an a été réduite à un seul groupe. Cela masque en fait des situations diverses : des travaux ont été achevés sur certains groupes, permettant de retrouver les capacités nominales, mais d'autres groupes ont été déclarés en limitation de longue durée, et, pour certains groupes réhabilités, de nouvelles limitations ont été déclarées, ce qui réduit d'autant la visibilité pour RTE de la situation prévisionnelle d'ici un ou deux ans, bien que le producteur lui ait fait connaître la programmation des chantiers. Face à ce constat et aux demandes de RTE, ce dernier a convenu en janvier 2011 de mettre en œuvre de nouveaux protocoles d'activation de réactif sur les groupes limités et de définir une "trajectoire pluri-annuelle de retour en conformité des groupes", la connaissance de cette trajectoire étant un entrant indispensable pour RTE pour statuer sur des investissements supplémentaires dans des moyens de compensation ; il a été également convenu de travailler en commun sur la meilleure compréhension des conditions de vieillissement des matériels.

Enfin, par rapport aux constats de l'an dernier, rappelons que des nouvelles dispositions, relatives à la gestion des limitations de performance de longue durée ont été adoptées dans la nouvelle version de contrat de fourniture de services système (cf §3.3), dont l'effet incitatif reste à évaluer dans le futur.

5.5 Organisation de crise ^{Glos}

Plusieurs cellules de crise ont été activées en conditions réelles en particulier lors de la tempête Xynthia et lors des inondations dans le Var.

Après un premier exercice de crise avec Elia et CORESO en 2009, RTE a participé, avec le GRT portugais REN, à un exercice de crise organisé par le GRT espagnol REE, et simulant la gestion coordonnée d'un black-out affectant le Portugal, le nord de l'Espagne et le réseau Sud-Ouest de RTE. Le scénario ambitieux (jusqu'à 10 réseaux séparés gérés jusqu'au recouplage européen, 5 heures de simulation) a montré une bonne coordination entre REE et RTE sur la gestion de la tension et des réseaux séparés.

RTE a participé à l'exercice national de délestage sous l'égide du Ministère en charge de l'énergie. Parmi les exercices régionaux effectués, il faut noter, en lien avec la sûreté, un exercice de perte du réseau de téléconduite pour la région Normandie-Paris et un exercice de gestion d'une dégradation profonde de la tension dans l'Ouest, permettant de tester les modalités de coordination entre les régions Ouest et Normandie-Paris, le CNES, des opérateurs de conduite de la distribution.

5.6 Autres dispositions organisationnelles contribuant à la sûreté

Deux points importants en matière d'organisation et de doctrine contribuant à la sûreté sont à souligner.

Bilan Sûreté 2010

Le premier point est la refonte de la directive "N-k", règle qui détermine quels incidents il convient d'étudier (perte d'ouvrages, production,...), quelles sont les conséquences qui en sont admises, quand (en préventif ou en curatif) et comment s'en prémunir. La révision de cette règle fondamentale pour la sûreté du système avait plusieurs buts : optimiser l'utilisation du réseau (réduction des coûts, renforcement de l'exploitation en réseau bouclé, au profit de la qualité et de la sûreté), mieux gérer les situations très contraintes, faciliter les consignations, se mettre en conformité avec les dispositions de la nouvelle version de la *policy 3* traitant de la sécurité du système interconnecté continental.

La nouvelle règle affirme le caractère essentiel pour la sûreté de l'évaluation des risques¹⁹ et de leur comparaison. On distingue désormais les aléas normaux (relativement peu rares) contre lesquels il convient de se couvrir en permanence, des aléas exceptionnels, contre lesquels, après avoir vérifié qu'ils ne peuvent conduire à un incident de grande ampleur, on ne se couvre en général qu'en situations favorisant leur occurrence (ex : prévisions météo, événement majeur –culturel, sportif, industriel...). Les moyens d'actions à utiliser pour couvrir ces aléas ont été repositionnés entre eux, et l'utilisation de mesures curatives est renforcée, grâce en particulier aux fonctionnalités avancées de télécommande fournies par le SRC (ce qui requiert une très bonne fiabilité des ouvrages et des équipements de conduite). En complément, pour la sûreté face aux événements de grande ampleur, et même en situation favorable, une liste d'aléas exceptionnels²⁰ est systématiquement surveillée au niveau du CNES. Enfin, les dispositions d'échanges de données et de coordination entre zones de surveillance (RTE et les GRTs voisins pour le réseau à 400 kV, ou entre Unités régionales pour le réseau à 225 kV) ont été améliorées, pour mieux évaluer l'impact d'un incident sur les zones voisines.

Un travail important de préparation avec les équipes en charge d'appliquer la règle puis de portage (formation, analyses communes de la mise en œuvre régionale) a été réalisé et doit être souligné. Il a contribué à faciliter l'appropriation de dispositions complexes et en évolution profonde par rapport à la version antérieure de la règle, permettant une mise en application à l'entrée de l'hiver 2010-2011. Un retour d'expérience approfondi s'impose en 2011 -il a été prévu dès la mise en application de la directive- pour en apprécier tous les impacts, s'assurer de sa bonne compréhension, de sa bonne application, de son adéquation à toutes les situations.

Le second point a concerné les évolutions de l'organisation du travail permettant de mieux préparer l'analyse de la sûreté prévisionnelle, en particulier relative aux calculs de sécurité des plans de tension avec des outils statiques (simulant l'état final atteint après perte d'un ou plusieurs ouvrages) et aux calculs des "consommations limites" avec des simulations dynamiques, au-delà desquelles les ordres de sauvegarde sont activés préventivement (cf §2.3). Un travail approfondi a permis de définir de nouvelles modalités d'échanges et d'organisation en J-1 entre le CNES et les dispatchings régionaux²¹ pour disposer d'un jeu de données unique partagé (ensemble du réseau HTB3/HTB2/HTB1) fournissant une meilleure vision prévisionnelle (consommations, injections ENR, topologie des réseaux régionaux...) que dans les pratiques antérieures, où des écarts entre ces visions ont pu conduire à des décisions conservatrices, des difficultés d'analyse en temps réel, voire des prises de risque non maîtrisées. Le nouveau dispositif a été mis en place avant l'hiver 2010-2011 au profit des régions les plus concernées²². Le processus a également permis d'affiner certaines décisions d'imposition de groupes pour les besoins du réseau: une imposition d'un groupe de Cordemais a pu être évitée, la nécessité d'une autre a été révélée. Cette évolution est encore incomplète et il est souhaitable qu'elle puisse être généralisée (à toutes les régions et toute l'année) et étendue aux échanges de données pour les études en infra-journalier, en particulier pour mieux prévoir la situation de la pointe du soir.

La mise en place d'une base de données commune à tous les centres de conduite relative à l'enregistrement partagé des limitations (parfois de courte durée) de performance des groupes, et plus généralement de données volatiles non gérées dans les référentiels, est également à souligner, elle remédie à une faiblesse mise en évidence par des audits sûreté antérieurs.

¹⁹ Le risque est ici défini comme le produit de la probabilité d'occurrence d'un incident par sa gravité potentielle (conséquences subies et actions de sauvegarde éventuellement requises)

²⁰ En particulier : la perte d'un tronçon de barre est couverte, pour la plupart des postes en 400 kV (et des cas en 225 kV), la perte de certains axes à support commun en 400 kV l'est également

²¹ En 2010, limitées aux régions : Ouest, Normandie-Paris, Nord-Est, Sud-Ouest

²² Par exemple, en Mayenne, cela a rendu possible un bouclage de réseau repoussant l'atteinte des limites locales de tension

Bilan Sûreté 2010

Enfin, en 2010, le CCRT a fait l'objet d'une ré-écriture complète visant à l'actualiser, le rendre plus lisible et plus opérationnel. Un programme de formations à ce nouveau CCRT a été établi et engagé. La nouvelle version a été mise en application au 1^{er} avril 2011.

6 Enseignements tirés des événements de l'année

6.1 Enseignements tirés des ESS et de leur analyse

Au regard du nombre d'incidents de niveau A et plus, égal à 60, et composé de 55 A et 5 B, le résultat est assez élevé bien qu'en amélioration par rapport à 2009 (57 A et 8 B). Il est fortement marqué par les ESS A induits par les ordres de sauvegarde émis lors des vagues de froid.

L'an dernier, le bilan sûreté soulignait que, sans être très préoccupante, l'augmentation constatée des ESS A, mais surtout des ESS B, et la présence d'un ESS C et d'un ESS D, mettait en évidence une dérive. En 2010, on peut souligner l'absence d'ESS de niveau supérieur à B, de même que la réduction du nombre de B, bien que celui-ci demeure relativement haut à l'aune des années 2007-2008.

Dans une perspective de plus long terme, il faut souligner que l'on dénombrait 18 B et 2 C en 2000, 12 B et 2 C en 2001, 14 B et 3 C en 2003, une amélioration significative apparaissant à partir de 2004. En résumé, l'année 2010 est assez proche de la tendance générale observée sur 2005-2008, mais lui reste supérieure. Cette évolution favorable par rapport à 2009 est à noter ; cependant une observation sur un an ne permet pas de distinguer ce que l'on doit à la rigueur d'ensemble de RTE et aux vertus du processus de retour d'expérience de ce que l'on doit au facteur chance. La vigilance et la rigueur restent donc d'actualité.

On trouve ci-après la répartition des ESS par niveau et par domaine de la grille.

ESS	2006	2007	2008	2009	2010
A	45	41	37	57	55
B	4	2	2	8	5
C	0	0	1	1	0
D	1	0	0	1	0
E	0	0	0	0	0
F	0	0	0	0	0
Total ≥ A	50	43	40	67	60

ESS ≥ A	2006	2007	2008	2009	2010
Réseau	6	8	13	9	8
Exploit. système	36	23	17	37	43
Moyens de conduite	3	5	7	15	7
Production	4	5	1	4	1
Distribution	1	2	2	2	1
Total ≥ A	50	43	40	67	60

Les ESS de niveau B concernent :

- Un double défaut barre (perte de deux tronçons) au poste de Granzay 400kV, occasionnant le déclenchement de quatre liaisons 400 kV et deux AT, sans conséquences pour la clientèle ni risque sur la stabilité du système, grâce à la rapidité de résolution des contraintes fortes (5 mn) apparues ; l'incident est dû à la destruction d'un transformateur de mesure de la tension (TCT), d'un type à risque connu et surveillé, mais dont les signes précurseurs n'ont pu être traités à temps du fait du traitement d'un autre incident concomitant.
- Un double défaut barre au poste de Latena 225 kV, consécutif à une rupture mécanique sur un sectionneur d'aiguillage barres, entraînant la perte du poste ; cet incident met en évidence les difficultés d'application d'une procédure conditionnelle de mise en œuvre d'un correctif sur le type de matériel concerné.

Bilan Sûreté 2010

- Une perte de garantie de la sécurité N-k, sur défaut barre 400kV au poste de Marlenheim, dans un contexte de forts transits induits par les échanges aux interconnexions allemandes et suisses ; l'occurrence du défaut aurait induit une coupure de 900 MW (pour 600 MW admis), mais il faut souligner que cet affaiblissement de la sûreté d'exploitation a été limité à une durée de 1h30, pour laquelle la probabilité d'un tel défaut barre est extrêmement faible, d'autant que les conditions météo étaient favorables.
- Un risque de perte d'un volume significatif de production, supérieur à 3000 MW, sur défaut barre 400kV au poste de Warande, durant une partie de la semaine de consignation de la protection différentielle de barre, du fait d'une application incomplète des dispositions prévues en amont de cette consignation ; là encore la probabilité de survenue du défaut pendant cette période était extrêmement faible ; cet ESS a fait l'objet d'un audit flash commandé par la direction de RTE.
- Un défaut d'exécution d'un ordre "-5% Un" transmis à un centre de conduite de distribution, suite à une erreur de manipulation ; la portée de la défaillance est restée limitée du fait que l'ordre a été correctement exécuté par les 4 autres centres destinataires.

Pour les 55 ESS de niveau A, leur nombre élevé (43) dans la rubrique "exploitation du système" est largement dû aux ESS enregistrés lors de l'émission des 31 messages d'alerte ou de sauvegarde liés aux difficultés de tenue de la tension précédemment évoquées.

Enfin, 1110 ESS de niveau 0 ont été déclarés (-10% par rapport à 2009). L'enregistrement de ces incidents est nécessaire, car il est précieux pour améliorer le retour d'expérience, même s'ils affectent en général modérément la sûreté²³, et pour mener des analyses thématiques. L'analyse de ces événements est également instructive du fait que certains de ces incidents pourraient, dans d'autres conditions, être l'un des éléments déclenchant un événement grave pour la sûreté.

Ainsi, le CNREX a examiné en 2010 conjointement plusieurs ESS 0 relatifs à la perte non-maîtrisée des deux liaisons de télécommunications, dont une est nécessaire pour l'élimination rapide de courts-circuits sur des liaisons 400 kV ou 225 kV "proches"²⁴, pour une durée de quelques heures à un mois. Ces dysfonctionnements sont pour la plupart liés à un manque de rigueur et de communication entre les multiples intervenants concernés par la gestion des indisponibilités (fortuites ou programmées), parfois de longue durée, pouvant affecter l'un puis les deux supports de télétransmission requis par les protections associées (différentielle de ligne et/ou accélération de stade pour les protections de distance). Au-delà des actions d'amélioration décidées, qui sont pour partie liées aux recommandations de l'audit flash cité précédemment, ces dysfonctionnements, potentiellement graves pour la sûreté, requièrent une vigilance dans la durée des managements régionaux.

L'évolution des ESS 0 met également en lumière la tendance à l'accroissement des non-manoeuvrabilités des sectionneurs d'aiguillage barres d'ouvrages 400 kV, détectées lors de manoeuvres d'exploitation ou de manoeuvres périodiques effectuées dans le cadre de la maintenance préventive (OMF). La manoeuvre incomplète de ces matériels peut avoir des impacts importants sur la sûreté du système électrique avec le risque de double défaut barre si la défaillance a lieu lors d'une manoeuvre de changement de barres d'un ouvrage (comme le 21 décembre 2009 à Tavel) ; par ailleurs, les restrictions de manoeuvre qui peuvent être imposées avant réparation suite à constat de dysfonctionnement réduisent les possibilités d'action dans le poste concerné en cas de problème d'exploitation à traiter. Différentes actions sont poursuivies pour maîtriser ces défaillances, à court et long terme : programme de remplacement et sécurisation dans le Sud-Est, développement d'un correctif pour une catégorie de matériel, étude d'un futur programme de renouvellement. La criticité de ces matériels pour la sûreté requiert une action soutenue et dans la durée et il faut s'assurer de la complétude de la démarche suivie.

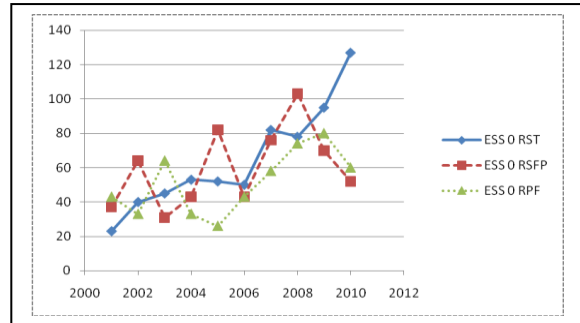
Parmi les ESS 0 relatifs à la production, le graphique ci-après présente le nombre d'ESS 0 enregistrés depuis 2001 pour des pertes d'asservissement des groupes de production durant plus de 2h au réglage secondaire de tension (RST-N et RSCT), au réglage secondaire fréquence-puissance (RSFP) au

²³ ainsi, on déclare en ESS 0 tout déclenchement inopiné de groupe de production et tout déclenchement de ligne 400 kV, alors que de tels aléas sont couverts par le respect de la règle d'exploitation N-k

²⁴ il s'agit dans les trois cas de liaisons dont les temps d'élimination de court-circuit doivent être suffisamment courts pour garantir la stabilité dynamique de groupes de grande puissance

Bilan Sûreté 2010

réglage primaire de fréquence (RPF). Il montre une tendance significative à l'augmentation des pertes d'asservissement de groupe au réglage secondaire de tension, déjà signalée dans le bilan de l'an dernier. Ces sorties de réglage sont à rapprocher de la croissance des limitations de capacité de puissance réactive ; elles se concrétisent par des difficultés pour la conduite du système à maîtriser efficacement les variations du plan de tension inhérentes aux variations d'injections, de consommations et de transits, ou aux déclenchements de groupes.



Depuis 2010, un enregistrement des événements affectant le réseau interconnecté européen sur la zone Central-West Europe est effectué par les GRTs allemands, belges, néerlandais, luxembourgeois, suisses et français selon une grille commune de classement, proche de celle de RTE. Le nombre d'incidents enregistrés est en nette baisse : 264 de niveau 0, 18 A, 8 B, contre 418 de niveau 0, 46 A, 19 B, 1 C, 2 D en 2009.

Du rapport de synthèse publié, il ressort que deux incidents de non-respect de la règle du N-1 en 400 kV ont été enregistrés (dont celui du 20/4 dans l'Est de la France), pour des durées réduites et sans impact potentiel pour les GRTs voisins. Ce résultat peut être jugé satisfaisant, sous réserve d'une bonne identification de ces situations par tous les GRTs. Le rapport souligne que ce point fort est à mettre en relation avec les progrès dans le développement de la coopération opérationnelle entre les GRTs concernés, s'appuyant sur différentes structures ad-hoc, dont CORESO, favorisant l'identification des risques et la mise en œuvre de parades concertées (comme déjà indiqué pour CORESO, §2.4). En complément, parmi les incidents de niveau A et plus, et si l'on met de côté les dépassements de tension haute sur le réseau 400 kV déclarés principalement par Elia, qui affectent peu la sûreté du système, les événements potentiellement préoccupants sont : deux pertes du régulateur central fréquence-puissance par un GRT et 11 pertes non concomitantes d'observabilité du réseau 400 kV par différents GRTs, pour des niveaux (étendue et durée) plus ou moins sévères.

6.2 Retour d'expérience hors ESS

Les équipes de RTE instruisent des analyses de retour d'expérience en lien avec la sûreté qui ne se limitent pas aux ESS survenus, au niveau régional comme au niveau national, en particulier dans le cadre du CNREX et du Comité Technique Transport. Différents bilans techniques annuels - téléconduite, matériels lignes et postes, protections- sont établis et examinés par ces comités pour surveiller les évolutions tendanciennes.

Ainsi, à la suite de l'infection par le virus "Stuxnet" de différents systèmes industriels dans le monde, une analyse de vulnérabilité des moyens de contrôle-commande numérique de RTE a été réalisée. Le CNREX en a approuvé les conclusions : si ce virus n'a pas infecté les matériels, d'autres virus peu dangereux ont été trouvés dans différentes installations, mais des régions n'en étaient pas affectées ; les dispositions prévues semblent donc de nature à protéger correctement les matériels si elles sont appliquées avec rigueur, cependant des renforcements en ont été actés et, surtout, des actions de sensibilisation régulière sont requises.

Le CNREX a également examiné les enseignements issus de l'inondation du 15 juin dans le Var. Face à une crue nettement plus forte que la crue centennale, les postes 225 et 63 kV de Trans ont été fortement endommagés, en revanche le récent poste 400 kV n'a pas été atteint, en conformité aux exigences établies à la construction²⁵. La préparation de l'événement annoncé par la météo a autorisé une prise de décision satisfaisante, en particulier quant aux conditions d'exécution de délestages pour éviter la propagation de l'incident à une zone électrique plus large que celle affectée. L'efficacité de la gestion de la crise est à souligner. En termes d'actions correctives, outre la remise à niveau des postes endommagés avec un niveau de protection plus élevé, des actions de prévention de futures crues au niveau régional ont été entreprises : état des lieux actualisé de la vulnérabilité des postes de la région, analyse des possibilités de "pontage" de liaisons 400 kV, pour pouvoir contourner des postes noyés et réduire ainsi le risque d'élargissement de l'incident à tout le réseau régional.

²⁵ Dans le cadre du Plan de Prévention des Risques Inondation

Bilan Sûreté 2010

Pour l'ensemble des 380 liaisons à 400 kV, le taux d'indisponibilité fortuite a été de 0,06 % (0,08 % en 2009), et le taux d'indisponibilité programmée pour travaux de 2,16 % (1,97 %). Parmi ces ouvrages 400 kV, on distingue 181 liaisons dites "sensibles", dont l'absence fortuite en temps réel entraîne une gêne significative pour le système électrique, et pour lesquelles RTE met en œuvre des mesures spécifiques (renforcement des lots de dépannage, visite d'ouvrage engagée sans tarder même en heures non ouvrables en cas de déclenchement définitif...); leur taux d'indisponibilité fortuite a été de 0,04 %. On distingue également 67 liaisons 400 kV dites "stratégiques", dont l'absence en conduite entraîne une gêne telle qu'on doit appliquer des dispositions permettant de réduire le besoin de leur consignation pour travaux, chaque fois que possible; leur taux d'indisponibilité programmée a été de 1,47 % (1,67 %).

Ces résultats sont parmi les meilleurs annuels pour les liaisons sensibles, corrects au vu des dix dernières années pour les liaisons stratégiques, et visiblement supérieurs aux résultats constatés pour l'ensemble des liaisons, ce qui est attendu mais n'a pas toujours été le cas. Ces résultats sont par nature assez variables en fonction des incidents de réseau (taux de foudroiement faible en 2010) et des types de travaux à réaliser pour les indisponibilités programmées.

Par ailleurs, les engagements contractés entre RTE et le producteur EDF vis-à-vis de la sûreté font l'objet d'un suivi par une instance spécifique. Les principaux thèmes examinés étaient les modalités de traitement des limitations de puissance réactive des groupes, le suivi d'actions engagées de part ou d'autre suite à incident, l'application du contrat sur la reconstitution du réseau et les renvois de tension.

6.3 Faits notables concernant les autres systèmes électriques

Il n'y a pas eu d'incidents de très grande ampleur rapportés en 2010 (comparables par exemple à l'incident brésilo-paraguayien du 10 novembre 2009), mais des incidents significatifs, à la maille d'une ville ou d'une région ont eu lieu, dont deux initiés par la même cause atmosphérique :

- le 8 mars, l'accumulation de givre et neige a conduit à l'écroulement de plusieurs lignes électriques en Catalogne, induisant des coupures de près d'une journée pour plus de 200 000 foyers dans les provinces de Gérone et Barcelone; les lignes de plaine qui ont subi ces dommages ne sont effectivement pas conçues pour résister mécaniquement à ce type d'événement;
- le 26 décembre, des coupures ont affecté plus de 100 000 clients dans la région de Moscou, avec des causes initiatrices identiques (ruptures de câbles suite à la formation de manchons de neige lourde); la région de Nijni-Novgorod a été touchée dans le même ordre de grandeur;
- le 7 juillet, l'alimentation de 250 000 personnes à Toronto a été coupée, suite à un incendie dans un poste de transformation alimentant le centre-ville.

7 Indicateurs en lien avec la sûreté

Pour la communication externe sur la sûreté, l'indicateur factuel à utiliser est constitué par les nombres d'ESS pour les niveaux A à F, soit pour 2010 : 5 B, 55 A.

Cependant, ces quelques chiffres ne peuvent pas rendre compte seuls du niveau de sûreté, car la déclaration des ESS, si elle est très précieuse, n'évalue que des incidents, mais ne témoigne ni des démarches d'améliorations, ni des tendances. C'est donc le présent Bilan Sûreté annuel qui est l'outil adapté pour communiquer sur le niveau de sûreté avec l'externe, dans la mesure où il rend compte, en cohérence avec la Politique de sûreté du système électrique, de toutes les facettes importantes de la sûreté, et du rôle de chaque acteur dans la construction de la sûreté.

8 Actions de progrès

8.1 Actions en coopération (GRT, Utilisateurs, etc.)

RTE initie ou contribue à des actions de progrès multiples qui participent, directement ou indirectement, à court ou moyen terme, à renforcer la sûreté du système électrique. De plus en plus, ces actions sont conduites à la maille européenne, au sein d'ENTSO-E.

Bilan Sûreté 2010

Ainsi ENTSO-E a poursuivi la réalisation d'un système d'alerte unifié temps réel de tous les GRTs de l'association "EAS" (ENTSO-E Awareness System). Un appel d'offres de réalisation a été lancé en 2010 pour une mise en service prévue avant fin 2011. Le système, dont l'utilité et les fonctionnalités ont été établies à la lumière des enseignements de l'incident européen du 4 novembre 2006, permettra à chaque GRT de visualiser les alertes émises par ses voisins, les transits aux frontières et la fréquence de quelques nœuds du réseau, favorisant ainsi un diagnostic commun et rapide, en particulier en cas de séparation du réseau en plusieurs sous-réseaux indépendants, situation qui s'était révélée délicate à diagnostiquer le 4/11/2006.

A moyen terme, dans le cadre du troisième "paquet" énergie adopté en 2009, ENTSO-E va rédiger les "codes de réseau" européens, en concertation avec toutes les parties prenantes. Ces codes ont vocation à acquérir un statut de loi européenne. En préparation de l'activité officielle de production devant démarrer en 2011, ENTSO-E a réalisé un projet de code concernant les modalités de raccordement des groupes au réseau -spécialement les performances techniques attendues- et a entamé l'écriture d'un projet de code sur les règles de conduite opérationnelle des réseaux de transport européens. RTE contribue de façon active à l'élaboration de ces codes.

Dans le cadre de l'application de la *policy* "Operational Training", RTE a organisé avec le GRT italien Terna une session de formation en commun sur simulateurs pour des opérateurs des deux GRTs, et a préparé des actions de même nature avec le GRT espagnol REE (réalisées en janvier 2011). Plusieurs réunions d'échange entre opérateurs de conduite ont été organisées, avec les GRTs suisse Swissgrid et belge Elia, ainsi qu'avec CORESO, pour renforcer la compréhension réciproque et la coordination opérationnelle.

RTE, en tant que membre actif du groupe VLPGO des opérateurs de réseau de puissance raccordée supérieure à 50 000 MW, a poursuivi sa participation aux travaux en cours, tels que l'analyse de l'impact des véhicules électriques sur les réseaux.

8.2 Axes de recherche

La maîtrise de la sûreté demande de savoir identifier les risques contre lesquels on veut se prémunir et de prendre à temps les dispositions nécessaires. Le retour d'expérience, s'il est précieux, ne suffit pas, car les grands incidents sont rarement semblables à ceux qui les ont précédés. C'est dans cet esprit que RTE pilote différentes actions de recherche ou y contribue, de plus en plus dans le cadre de coopérations. Le renforcement de ces activités constitue un des axes du "projet industriel performance durable".

RTE joue un rôle d'entraînement majeur dans les actions engagées pour faire émerger une R&D européenne des GRTs. Elles ont conduit à définir le programme de R&D des GRTs et GRDs, entériné lors de la 1^{ère} réunion de l' "Initiative Réseau", puis validé par l'European Electricity Grid Initiative (EEGI) mise en place par l'UE. Dans la continuation de cette initiative, ENTSO-E a établi ses perspectives de travail en matière de R&D pour les années 2010-2018, structurées selon 4 domaines : innovations et ruptures dans l'architecture des réseaux ; évaluation des bénéfices apportés par un déploiement fort des technologies de réseau disponibles les plus avancées ; développement et validation d'outils de surveillance et de pilotage du système électrique de demain ; développement de simulateurs de marchés de l'électricité.

De manière plus opérationnelle, RTE participe au projet ambitieux TWENTIES²⁶, qui a démarré concrètement en 2010, et pour lequel RTE pilote les travaux sur la faisabilité technique, l'architecture et les performances des réseaux à courant continu. RTE contribue fortement au projet européen PEGASE sur les méthodes d'estimation d'état, de simulation et d'optimisation des très grands systèmes électriques ; les résultats partiels déjà disponibles sont encourageants quant aux possibilités de mieux exploiter les grands réseaux à la taille européenne. Enfin RTE participe au projet SafeWind de prévision de production éolienne lors d'aléas climatiques extrêmes.

Au titre des travaux de R&D conduits en 2010, en lien avec la sûreté, on retiendra également :

²⁶ qui regroupe 26 GRTs, des industriels et universitaires sur les réseaux du futur (réseaux off-shore en courant continu, renforcement de la flexibilité des systèmes électriques par la coordination)

Bilan Sûreté 2010

- les évolutions des modèles de calcul de réseaux permettant d'y intégrer une modélisation adaptée des liaisons à courant continu, en vue de leur arrivée prochaine au cœur du réseau continental (interconnexion France-Espagne et France-Italie) ;
- la démonstration de faisabilité opérationnelle de la modélisation des contraintes de congestion physique du réseau dans les algorithmes de couplage de marché²⁷, en préparation du basculement vers la technique "flow-based" du couplage de la zone CWE ;
- sur la maîtrise de la tension, des premiers travaux avec un laboratoire externe pour renforcer la connaissance de la réponse de la charge à la tension, qui méritent d'être prolongés et étendus, compte tenu de la criticité de la gestion de la tension sur le réseau français ;
- dans le domaine des prévisions de consommation, des travaux en collaboration universitaire sur différentes méthodes alternatives de prévision (dont l'aléa climatique).

Enfin, dans le domaine matériel, des innovations importantes sont également en préparation sur le réseau de RTE :

- un nouveau type de câble à faible dilatation (ACCR²⁸), offrant de ce fait des intensités de secours nettement supérieures, est en cours de test sur une portée d'une liaison à 400 kV dans l'Ouest afin d'évaluer ses performances en situation réelle, pour statuer ensuite sur les conditions éventuelles d'utilisation de ce câble, sachant que RTE utilise déjà un autre type de câble à faible dilatation (ACSS²⁷) ;
- pour la réalisation de la nouvelle interconnexion France-Espagne, une liaison à courant continu en souterrain de plus de 60 km, en câbles synthétiques sous 320 kV, permettra de transporter 2000 MW ; RTE et REE ont choisi, pour les stations de conversion continu/alternatif permettant l'insertion dans le système électrique de cette liaison, d'utiliser la technologie "voltage source converter" qui présente des avantages pour la sûreté du réseau, par sa flexibilité d'exploitation et sa capacité à fournir des services de secours de tension. Ce choix avait déjà été fait en 2009 pour la future interconnexion Savoie-Piémont.

9 Audits sûreté

Dans le cadre des dispositions d'audit interne mises en place à RTE pour assurer sa Direction du respect des politiques, l'aider à rechercher et corriger les faiblesses de l'organisation, et formuler des recommandations d'amélioration, des audits sûreté sont réalisés à la demande de la Direction, selon une programmation périodique, qui peut être complétée par des demandes du management en dehors de ce plan (audits "flash").

Les actions engagées par RTE après ces audits font l'objet d'un suivi par la Mission Audit Sûreté dont il est rendu compte au Comité de Direction générale de RTE.

Trois audits sûreté programmés ont été réalisés en 2010 sur les sujets suivants :

- développement du contrôle-commande numérique des postes ;
- exploitation des liaisons d'interconnexion transfrontalières ;
- aptitude à la reconstitution du réseau après incident généralisé.

Un audit flash a également été réalisé, suite aux dysfonctionnements constatés lors du retrait pour maintenance d'une protection différentielle de barres 400 kV (cf ESS B).

²⁷ Dans le couplage mis en service en 2010, le calcul des capacités offertes au marché est fait ex-ante, il est de ce fait délicat car basé sur des hypothèses de flux, et doit donc être réalisé par les GRTs en prenant des hypothèses réputées conservatives. La méthode flow-based permet de s'affranchir de cette étape préalable.

²⁸ ACCR : Aluminium Conductor Composite Reinforced ; ACSS : Aluminium Conductor Steel Supported

Bilan Sûreté 2010

10 Conclusion

Du point de vue de l'exploitation, l'année 2010 a été marquée par les situations tendues rencontrées lors des vagues de froid que RTE a su gérer efficacement, mais en recourant, à plus de 15 reprises, à des ordres de sauvegarde. Ces situations délicates, récurrentes d'une année à l'autre, en dépit des améliorations régulières apportées en termes de renforcement en moyens de compensation (condensateurs HT et THT) et de gestion opérationnelle, témoignent des faiblesses structurelles en matière de localisation de production pour les régions Ouest et Sud-Est et de l'impact de la croissance de la thermo-sensibilité de la consommation.

La capacité de RTE à faire face à des incidents climatiques sévères, déjà démontrée dans les années passées, a été confirmée à l'occasion de la gestion de la tempête Xynthia et de l'inondation dans le Var du 15 juin.

Les incidents ayant affecté la sûreté du système électrique, évalués en termes d'Événements Système Significatifs²⁹ de niveau supérieur ou égal à A, avaient augmenté de façon sensible en 2009. L'année 2010 se caractérise par un retour vers la tendance moyenne des années 2005-2008, quoique le nombre d'ESS de niveaux A et B demeure plus élevé, en lien avec l'augmentation des ESS A enregistrés pour les situations d'exploitation tendue lors des vagues de froid. La vigilance en matière de sûreté reste d'actualité et RTE doit donc maintenir ses efforts pour une exploitation complète du retour d'expérience et la diffusion de ses enseignements, même si, dans une perspective de plus long terme, on peut souligner que le nombre d'ESS de niveau B et plus enregistrés depuis 2004 est significativement plus faible que sur le début de la décennie. Les dernières années, la stabilisation à un nombre élevé d'ESS du plus bas niveau "0" témoigne de la maturité du dispositif d'enregistrement et de retour d'expérience.

Quelques points potentiellement à risques émergent de ce bilan sûreté : la difficulté à progresser dans la réduction de l'occurrence et des conséquences des erreurs humaines, dont certaines peuvent être importantes en matière de sûreté ; la vulnérabilité potentielle de la conduite aux erreurs relatives aux données, évaluées en temps réel ou fréquemment modifiées, et à la maîtrise des paramètres dynamiques, en particulier les intensités limites applicables à un instant donné ; la persistance de limitations durables de capacités de production réactive affectant de nombreux groupes de production, même s'il faut souligner que les discussions approfondies avec le producteur concerné ont permis début 2011 de cadrer un processus de gestion progressive de retour aux capacités contractuelles sur plusieurs années.

En contrepoint, des évolutions significatives ont été réalisées, qui participent du renforcement de la sûreté et de l'adaptation régulière des modalités d'exploitation et conduite à un environnement évolutif : refonte de la règle fondatrice de la sûreté dite du N-k ; engagement d'une nouvelle méthode de détermination des intensités de secours transitoires permettant de dégager des capacités supplémentaires d'exploitation ; amélioration notable des modalités d'études en J-1 des situations de réseau du lendemain, en particulier pour les situations très tendues, permettant de porter des diagnostics de plus en plus fins des risques effectifs d'écroulement, à l'aide de simulations dynamiques ; renforcement du retour d'expérience événementiel.

Face à ces évolutions, il convient de s'assurer que les équipes opérationnelles disposent de suffisamment de temps pour les assimiler en profondeur, d'autant que les outils évoluent eux-aussi, à l'image de la plate-forme unifiée d'étude "Convergence".

Enfin, comme en 2009, des progrès en matière de coordination à l'échelle européenne ont été à nouveau enregistrés, tels que le rôle croissant pris par CORESO dans la gestion opérationnelle ou l'évolution des modalités de calcul des capacités offertes aux marchés, dans le cadre de la mise en service du couplage en J-1 des marchés de la zone Centre West-Europe.

Pour plus d'informations sur les principes d'élaboration du Bilan Sûreté annuel, consulter : "Sûreté du système électrique français : audit et reporting annuel". J.M. Tesson. REE, n° 8, septembre 2006

²⁹ Les ESS sont classés selon leur niveau de gravité sur une échelle commençant au niveau le plus mineur 0, puis de A à F.

Bilan Sûreté 2010

ANNEXE : Glossaire thématique

<i>Identifiant</i>	<i>§</i>	<i>Concept</i>
Sûreté de fonctionnement du système électrique	2	<p>La sûreté du système est définie comme l'aptitude à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - assurer le fonctionnement normal du système électrique ; - limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents ; - limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent. <p>La sûreté est au cœur des responsabilités confiées par la loi du 10 février 2000 à RTE, en tant que gestionnaire du réseau de transport français.</p> <p>Le lecteur souhaitant en approfondir les principes ou le vocabulaire pourra se reporter au <i>Mémento de la sûreté</i>, ouvrage consultable sur le site : www.rte-france.com (<i>Accueil</i> > <i>Mediatheque</i>> <i>Documents</i> > <i>L'électricité en France : données et analyses</i> > <i>Publications annuelles ou saisonnières</i>)</p>
Marges d'exploitation et règles de sûreté	2.2	<p>Les règles de sûreté prescrivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une marge minimale mobilisable en moins de quinze minutes supérieure à 1500 MW ; elle est dimensionnée pour permettre de compenser à tout instant la perte du plus gros groupe couplé ; - une marge minimale à échéance plus éloignée, dont le volume requis va en croissant depuis l'échéance de quinze minutes jusqu'à l'échéance de huit heures. <p>Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, RTE émet selon le cas un message d'alerte sur le MA ou un ordre S dit "situation critique".</p>
Mécanisme d'Ajustement (MA)	2.2	<p>La loi française dispose que les producteurs doivent mettre à disposition de RTE les puissances techniquement disponibles pour l'ajustement de l'équilibre offre-demande. Ceci est réalisé via le Mécanisme d'Ajustement, qui permet à RTE de mutualiser les moyens détenus par les acteurs sous forme d'un dispositif permanent et ouvert, et aux acteurs de valoriser leurs capacités d'effacement ou leurs souplesses de production. Sur la base des offres prix-volume, RTE procède aux ajustements nécessaires en interclassant les propositions en fonction de leur prix jusqu'à satisfaire son besoin.</p> <p>Des dispositions prévoient les cas d'insuffisance :</p> <ul style="list-style-type: none"> - à échéance supérieure à 8h, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ; - en deçà de 8h, un message de "mode dégradé" permet à RTE de mobiliser, au delà d'éventuelles offres complémentaires, les offres exceptionnelles et les moyens non offerts à l'ajustement.
Réglages primaire et secondaire de la fréquence	2.2	<p>Le réglage primaire assure de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, et par la participation solidaire de tous les partenaires de l'interconnexion synchrone, le rétablissement quasi-immédiat de l'équilibre. Des règles sont fixées par le groupe régional "Europe continentale" de l'ENTSO-E pour que cette action maintienne alors la fréquence à l'intérieur de limites définies.</p> <p>A sa suite, le réglage secondaire du partenaire à l'origine de la perturbation annule de façon automatique l'écart résiduel de la fréquence par rapport à la fréquence de référence, ainsi que les écarts par rapport aux programmes d'échanges entre les différentes zones de réglage.</p>

Bilan Sûreté 2010

<i>Identifiant</i>	<i>§</i>	<i>Concept</i>
ENTSO-E	3.2	<p>ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), créée fin 2008, est depuis le 1^{er} juillet 2009 l'unique association des GRT européens.</p> <p>ENTSO-E a vocation à renforcer la coopération des GRTs dans des domaines clefs tels que l'élaboration de codes de réseau relatifs aux aspects techniques et au fonctionnement du marché, la coordination de l'exploitation et du développement du réseau européen de transport, les activités de recherche.</p> <p>Selon ses statuts, les décisions principales de l'association sont prises par l'Assemblée générale. Un "Board" exécutif est en charge du pilotage général et de la préparation des orientations stratégiques. Le travail opérationnel est assuré par trois comités principaux et leurs sous-structures, le Comité Marchés (MC), le Comité Développement du Système (SDC), le Comité Exploitation du Système (SOC), complété par un groupe d'analyse juridique.</p> <p>Pour assurer la coordination technique des GRTs interconnectés en synchrone en Europe continentale et l'évaluation des engagements relatifs à la sûreté, définis dans 8 "policies" et convenus dans le cadre du Multi Lateral Agreement signés par les membres de l'ancienne association UCTE, le SOC a créé un sous-groupe régional ad-hoc, le Regional Group Continental Europe (RGCE). Consulter : www.entsoe.eu</p>
Systèmes de Télécommunication de Sécurité	4.1.5	<p>L'objectif est de constituer un réseau de sécurité sur la base d'une infrastructure de télécommunications dédiée, permettant l'acheminement de l'ensemble des informations (voix, données) nécessaires à la téléconduite.</p> <p>Ces systèmes assurent les fonctions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la transmission ("niveau bas") des données de téléconduite de tous les Postes Asservis (PA) -et d'un nombre limité de conversations téléphoniques entre postes de grand transport- et Groupements de Postes ; - la transmission ("niveau haut") des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre Groupement de Postes et dispatching ; - la transmission des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre centrales de production et dispatching ; - la transmission par radio des conversations téléphoniques entre équipes mobiles de terrain et leur base. <p>Les réseaux de RTE évoluent en fonction des opportunités apportées par les nouvelles technologies, dans une optique de fiabilité et sécurité toujours accrues, en privilégiant les axes de mutualisation autorisés par les apports technologiques.</p>
Evénements Système Significatifs (ESS)	2.2 5.3	<p>La détection des événements porteurs d'enseignements pour la sûreté du système électrique est assurée sur la base de critères préétablis, regroupés dans une "Grille de classification des Evénements Système Significatifs".</p> <p>La grille permet de positionner les événements à leur juste niveau d'importance vis-à-vis de la sûreté en les situant sur une échelle de gravité comprenant sept niveaux. Un niveau 0 est affecté aux événements à enjeux plus faibles pour la sûreté mais qu'il convient de mémoriser ; les niveaux A à F correspondent à des incidents de gravité croissante allant jusqu'à un éventuel incident généralisé au niveau national.</p> <p>La méthodologie de classement repose sur l'appréciation combinée de la gravité selon deux types d'entrée :</p> <ul style="list-style-type: none"> - une entrée enregistre l'occurrence d'événements élémentaires concrets

Bilan Sûreté 2010

<i>Identifiant</i>	<i>§</i>	<i>Concept</i>
		<p>affectant une fonction d'exploitation dans un certain nombre de domaines (réseau de transport, production, exploitation du système, moyens de conduite, distribution) ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - une entrée marque le niveau de dégradation du fonctionnement du système.
Contrôle de performance des installations de production	5.4	<p>Compte tenu de la criticité des services rendus par les installations de production, lorsqu'elles sont raccordées au RPT, celles-ci peuvent être soumises à un contrôle de performances.</p> <p>Ce contrôle, exercé avec le souci de ne pas engendrer des surcroûts de travail importants ni des dépenses trop élevées tant pour les utilisateurs que pour RTE, a pour but de préserver les conditions d'exploitation du RPT au service de tous, et la sûreté du système. Le principe visé est que les performances soient contrôlées au point de livraison de l'installation, dès lors qu'un tel contrôle suffit pour pouvoir s'assurer du respect des performances.</p> <p>Le contrôle permet de vérifier le comportement des groupes de production vis-à-vis des réglages primaire et secondaire fréquence – puissance (gain statique dit statisme, réserves programmées, temps de réponse...), ainsi que vis-à-vis des réglages primaire et secondaire de tension (mise à disposition du domaine contractuel dans le diagramme U/Q, dynamique de réponse).</p>
Organisation de crise	5.5	<p>Le dispositif ORTEC (Organisation RTE de Crise) a été mis en place suite aux tempêtes de fin décembre 1999. Il fixe les dispositions à prendre et l'organisation à adopter, tant au niveau national que régional, lorsqu'une situation de crise grave est déclarée par RTE.</p> <p>Outre la mise en place des ressources humaines et compétences techniques nécessaires, il prévoit la mise en œuvre des actions de communication associées à la gestion de la crise. De façon concrète, des cellules de crise sont rapidement mobilisables dans toutes les Unités et à la Direction de RTE.</p> <p>En complément, des Groupes d'Intervention Prioritaires (GIP) ont été créés dans chacune des Unités régionales. Leur objectif majeur est d'assurer en moins de cinq jours le rétablissement des lignes gravement endommagées et qui revêtent une importance particulière pour la sûreté du système électrique.</p>