



**Rapport préliminaire de l'ERGEG sur  
les enseignements à tirer de  
la panne d'électricité  
du 4 novembre 2006 en Europe**

*Traduction en français du document original réalisée par la  
Commission de régulation de l'énergie*

**Réf. : E06-BAG-01-05**  
20 décembre 2006

## Table des matières

<b>RESUME</b> .....	<b>3</b>
<b>1 INTRODUCTION</b> .....	<b>5</b>
<b>2 RESUME DE L'INCIDENT</b> .....	<b>6</b>
<b>3 ANALYSE DE L'INCIDENT</b> .....	<b>8</b>
3.1 REGLE DE SECURITE N-1 .....	8
3.2. COOPERATION ENTRE LES GRT.....	9
3.3 COMPORTEMENT DE LA PRODUCTION.....	11
3.4 PROBLEMES SUPPLEMENTAIRES .....	12
<b>4 RECOMMANDATIONS</b> .....	<b>12</b>
4.1 CONSTATIONS ET RECOMMANDATIONS PRELIMINAIRES .....	13
4.1.1 Mesures concernant les gestionnaires de réseau de transport .....	13
4.1.2 Cadre juridique et contrôle par les autorités de régulation .....	15
4.1.3 Autres problèmes nationaux.....	15
4.2 REMARQUES FINALES.....	16
<b>ANNEXE 1 : ANALYSE DE L'EXPLOITATION PREVUE ET EN TEMPS REEL DURANT L'EVENEMENT</b> .....	<b>18</b>
1 LA SITUATION EN ALLEMAGNE .....	18
1.1 Planification opérationnelle.....	18
1.2 Séquence des événements .....	19
1.3 Retour au fonctionnement normal du système .....	20
2. LA SITUATION DANS LES PAYS EN SUR-FREQUENCE.....	21
2.1 Planification opérationnelle.....	21
2.2 Séquence des événements .....	21
2.3 Retour au fonctionnement normal du système .....	22
3. LA SITUATION DANS LES PAYS EN SOUS-FREQUENCE.....	22
3.1 Planification opérationnelle.....	22
3.2 Séquence des événements .....	22
3.3 Retour au fonctionnement normal du système .....	24
<b>ANNEXE 2 : REGLES ET PROCEDURES DU MANUEL D'EXPLOITATION DE L'UCTE</b> .....	<b>26</b>

## Résumé

Le samedi 4 novembre 2006, le système électrique de l'UCTE était affecté par une grave panne ayant pour origine un incident sur le réseau de transport du Nord de l'Allemagne. Après le déclenchement de nombreuses lignes à haute tension, le réseau de l'UCTE a été divisé en trois îlots (Ouest, Nord-Est et Sud-Est). Cela a entraîné des déséquilibres entre la production et la consommation et des écarts de fréquence importants dans chaque îlot.

L'EREGG a entrepris une analyse détaillée de l'incident et a mis en place un groupe de travail dédié, l'*Ad Hoc Working Group*. Les points de vue de ce rapport préliminaire de l'EREGG sont basés sur des faits rapportés par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) soit directement aux autorités de réglementation nationales, soit par l'intermédiaire de documents qu'ils ont publiés. De plus, les conclusions dressées dans le présent document reprennent l'analyse d'autres incidents et pannes à grande échelle récents ; les recommandations de l'EREGG concernant le manuel d'exploitation de l'UCTE (*Operation Handbook*), qui ont été présentées lors du XII<sup>ème</sup> Forum de Florence en septembre 2005, et un rapport interne de l'EREGG sur la coopération et la coordination nécessaires entre les GRT.

Le rapport préliminaire souligne qu'un certain nombre d'enseignements importants peuvent, déjà, être tirés. Ces leçons, qui concernent la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du réseau électrique en Europe, doivent être prises en compte avec le plus grand sérieux. Les conclusions appellent une réponse immédiate et exhaustive des institutions européennes et des GRT en lien avec les régulateurs européens de l'énergie et le CEER/EREGG à un niveau européen.

Les recommandations s'articulent autour de deux grands axes : (1) Il est nécessaire d'améliorer le cadre législatif et réglementaire pour minimiser les risques de futures pannes. (2) Il est nécessaire que des mesures soient prises par les GRT eux-mêmes, avec une surveillance stricte des régulateurs, pour assurer une coordination et une coopération effectives entre eux.

### Le cadre

Les événements du 4 novembre révèlent une nouvelle fois une lacune législative et réglementaire majeure dans le marché européen de l'électricité. Les règles d'exploitation du réseau électrique interconnecté ne reposent pas sur un cadre juridique et opérationnel couvrant l'ensemble de l'Europe. Un réseau européen intégré requiert un cadre juridiquement contraignant fondé sur la mise en place effective du respect des règles, du contrôle de leur mise en œuvre et de la coordination entre les GRT. Un tel cadre ne peut être que partiellement obtenu à partir du règlement européen 1228/2003, c'est à dire en se fondant principalement sur la coopération et la collaboration entre GRT. Au delà de ce règlement, des étapes juridiques supplémentaires peuvent être nécessaires pour transposer les dispositions de la directive 2003/54/CE sur l'électricité et de la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Il est particulièrement nécessaire de détailler et de préciser les obligations des GRT concernant l'exploitation coordonnée des réseaux à travers le marché intérieur de l'électricité et les échanges d'informations entre les GRT. Les GRT doivent rendre compte aux régulateurs, mais aussi au public, de la bonne exploitation des réseaux qu'ils gèrent et de la façon dont les réseaux interagissent.

L'application d'un tel cadre incluant les règles d'exploitation juridiquement contraignantes sera essentielle pour l'émergence d'un marché de l'électricité totalement intégré.

## **Le rôle des GRT**

Une seconde catégorie d'actions importante touchant aux obligations et aux mesures des GRT pour améliorer la sécurité d'exploitation des systèmes électriques en Europe a également été identifiée.

Des actions sont essentielles pour résoudre ces problèmes afin de satisfaire aux exigences de l'article 9 c) et d) de la directive 2003/54/CE sur l'électricité et de la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité qui traite (à l'article 4) de la sécurité d'exploitation des réseaux, y compris de la préparation conjointe par les GRT de plans d'urgence avec des protocoles définissant les actions coordonnées et les responsabilités au sein d'une zone synchrone. L'élaboration et le test régulier de plans de reconstitution du réseau doivent être aussi imposés à tous les GRT concernés.

Des règles beaucoup plus strictes d'évaluation et de contrôle coordonnés de la sécurité en temps réel doivent être respectées par les GRT pour assurer une exploitation sûre du réseau dans les zones synchrones. Ces règles doivent être définies de façon précise et uniforme et leur application doit être contrôlée par des régulateurs.

Des communications et des échanges d'informations plus efficaces entre les GRT fourniront une plate-forme indispensable à l'amélioration de leur appréciation de l'état du système. Ils permettraient également d'améliorer la coordination de la sécurité d'exploitation du système au sein des zones synchrones.

L'échange de données en temps réel entre les GRT voisins doit être précisément défini et dûment appliqué. Cela doit être fait, de façon détaillée et cohérente et mis en œuvre le plus efficacement possible par tous les GRT. La portée et la qualité des données échangées devraient également permettre que les applications informatiques de contrôle des systèmes électriques, standard et de pointe, fonctionnent de manière fiable sur des périmètres plus larges.

L'harmonisation des formats de donnée est également essentielle pour améliorer la qualité des informations, promouvant ainsi des échanges rapides et efficaces d'informations entre les gestionnaires de réseaux. Les programmes communs de formation des opérateurs et les systèmes d'aide à la décision amélioreront d'autant plus la sécurité d'exploitation des réseaux.

Il faut, aussi, s'assurer qu'il existe des échanges d'informations et une coordination en temps réel entre les GRT et les GRD (gestionnaires de réseau de distribution) concernant la production raccordée aux réseaux de distribution.

Ce rapport préliminaire sera suivi du rapport final au début du mois de février 2007. Le programme de travail 2007 du CEER et de l'EREGEG détaille plus précisément comment le CEER et l'EREGEG ont pour objectif de répondre efficacement et de façon étayée aux défis qui se présentent.

## 1 Introduction

Le samedi 4 novembre 2006, le réseau interconnecté de l'UCTE a été affecté par une grave panne ayant pour origine un incident sur le réseau de transport du Nord de l'Allemagne. Après le déclenchement de nombreuses lignes haute tension, le réseau de l'UCTE a été séparé en trois îlots (Ouest, Nord-Est et Sud-Est), ce qui a entraîné d'importants déséquilibres électriques dans chaque îlot.

Jusqu'à présent, plusieurs enquêtes ont été entreprises. Le GRT en charge du réseau où l'incident a eu lieu a immédiatement entamé une enquête et a publié un rapport le 14 novembre 2006<sup>1</sup>. D'autre part, l'UCTE a constitué un groupe de travail pour analyser les événements. Le rapport préliminaire de l'UCTE a été publié le 30 novembre 2006<sup>2</sup> alors que d'autres rapports nationaux ont été annoncés.

Ce rapport présente le point de vue préliminaire de l'EREGEG sur la panne ayant touché le système de l'UCTE le 4 novembre 2006. Les données présentées ont été rassemblées par des membres de l'EREGEG ou extraites de rapports déjà rendus publics. Par conséquent, les conclusions de ce rapport dépendent entièrement des données fournies et/ou présentées par les GRT de l'UCTE. Bien qu'il n'y ait aucune raison de douter de la véracité des informations provenant des GRT, il convient de préciser l'origine des données qui fondent ce rapport. Les membres de l'EREGEG n'ont pas réalisé d'audits indépendants pour vérifier l'exactitude des informations fournies par les GRT.

Afin de donner un aperçu des événements au niveau européen, ces derniers ont été examinés dans la plupart des pays affectés. Cette démarche tient compte d'une analyse minutieuse des incidents et des enseignements qui doivent en être tirés. Il est important de noter que l'objectif du présent rapport de l'EREGEG est de mettre en évidence les conséquences qui doivent être déduites à un niveau européen. L'EREGEG sait parfaitement que les GRT ont, de leur côté, entamé des enquêtes pour ce qui les concerne. D'autre part, plusieurs régulateurs nationaux préparent leur propre examen et analyse des événements de cette nuit-là.

Etant donné que plusieurs enquêtes ont débuté, le présent rapport de l'EREGEG se concentre sur les aspects européens de la panne. Il n'a pas pour objectif de devancer ou de remplacer tout rapport rédigé par les autorités nationales de régulation ou par toute autre autorité compétente.

Cependant, l'EREGEG considère que sa contribution peut être précieuse, en particulier dans le cadre de la revue stratégique sur l'énergie actuellement menée par la Commission européenne.

L'EREGEG peut fournir un point de vue totalement indépendant avec une perspective européenne. Par conséquent, le rapport proposera des recommandations qui insistent sur des actions supplémentaires à prendre au niveau européen.

Le rapport est structuré comme suit. Il débute par un résumé des événements du 4 novembre 2006 servant de base à une analyse qui montre que le cadre actuel ne suffit pas à prévenir

---

<sup>1</sup> E.ON Netz Report on the status of the investigations of the sequence of events and causes of the failure in the continental European electricity grid on Saturday, Nov. 4, 2006 after 10:10 pm, Investigation status as of Tuesday, Nov. 14, 2006, 10:00 hours (Rapport du GRT EON sur l'état d'avancement des enquêtes sur la séquence des événements et les causes de la panne du réseau électrique d'Europe continentale du samedi 4 novembre 2006 après 22h10, état d'avancement des enquêtes au mardi 14 novembre 2006, 10h00) ; [http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/BerichtBNetzA\\_englisch.pdf](http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/BerichtBNetzA_englisch.pdf)

<sup>2</sup> UCTE Interim Report, System Disturbance on 4 November 2006 (Rapport préliminaire de l'UCTE, panne du 4 novembre 2006) ; <http://www.ucte.org/pdf/News/IC-Interim-Report-20061130.pdf>

efficacement d'autres pannes. Cela conduit au dernier chapitre qui propose des modifications pour réduire, à l'avenir, les risques de pannes de dimension européenne.

## 2 Résumé de l'incident

L'incident du 4 novembre 2006 est détaillé dans les rapports déjà publiés par le GRT allemand EON et par l'UCTE. Du point de vue de l'analyse technique, il ne semble pas nécessaire de procéder à un nouvel examen de la séquence des événements ayant eu lieu avant, pendant et après la panne. Afin de comprendre l'analyse qui suit et les conclusions qui en découlent, un bref résumé est cependant nécessaire et est, donc, présenté dans le corps du rapport. Une description plus approfondie figure en Annexe 1, incluant les références utiles.

Lors de la panne, le système électrique de l'UCTE s'est divisé en trois parties. Dans le Sud-Ouest de l'Europe, la fréquence a chuté jusqu'à 49 Hz environ et une part importante de la consommation a été délestée. Dans le Sud-Est de l'Europe, une baisse plus limitée de la fréquence a eu lieu jusqu'à atteindre 49,7 Hz. Dans le Nord-Est de l'Europe, une augmentation assez importante de la fréquence a été observée jusqu'à 50,4 Hz.

Le 18 septembre 2006, le chantier naval Meyerwerft, situé dans le Nord de l'Allemagne sur la rivière Ems, a demandé au GRT EON la mise hors tension de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele le 5 novembre à 1h00 du matin pour permettre le passage du navire *Norwegian Pearl* sur la rivière Ems vers la mer du Nord. La mise hors tension de la ligne électrique est nécessaire dans ce cas de figure pour éviter un possible amorçage lorsque des parties du navire s'approchent de la ligne d'électricité. Suite à la demande de Meyerwerft du 3 novembre 2006, le GRT EON a accepté d'avancer de trois heures l'ouverture de la ligne double Conneforde – Diele au 4 novembre à 22h00.

Le 4 novembre 2006 à 21h29, le GRT EON a effectué un calcul de simulation des conséquences de la mise hors tension programmée de la ligne double Conneforde – Diele. Cette simulation se basait sur les données de l'état du réseau à ce moment-là. Le système de contrôle n'a signalé aucun dépassement de valeurs limites dans ce cas-là.

Sur la base d'une évaluation empirique de l'état du réseau, le GRT EON a supposé que le critère *N-1* était vérifié par le système. Un calcul spécifique des conséquences de la perte d'un élément du réseau après la mise hors tension de la ligne double au-dessus de la rivière Ems n'a néanmoins pas été réalisé. A 21h38, le GRT EON a procédé à la mise hors tension de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde passant au-dessus de la rivière Ems. Comme attendu, le flux d'électricité a été redistribué vers d'autres lignes situées plus au Sud toujours selon une direction Est-Ouest.

Selon les données fournies par l'UCTE, le flux sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf a augmenté à partir d'environ 22h01. A 22h06, le courant sur cette ligne a atteint approximativement 1.900 A. Par suite, l'intensité maximale admissible, fixée par le GRT RWE à 1.800 A, a été dépassée sur cette ligne. A 22h07, le GRT RWE et le GRT EON ont conclu, suite à un appel du premier, que la valeur limite de sécurité avait été dépassée et qu'une intervention immédiate était donc nécessaire pour rétablir des conditions d'exploitation du réseau sûre.

Le GRT EON a immédiatement déterminé les actions topologiques nécessaires. Il a considéré que le couplage de jeux de barres du poste de Landesbergen était approprié. A 22h11, le GRT EON a effectué la manœuvre, sans coordination supplémentaire avec le GRT RWE.

La ligne double Landesbergen – Wehrendorf a déclenché deux secondes plus tard, à 22h10min13sec, sous l'action de la protection automatique contre sa surcharge. Par reports de

charge successifs, le phénomène s'est propagé en cascade vers le Sud et a finalement conduit à la partition du réseau de l'UCTE en trois sous-systèmes.

Beaucoup de petites unités de production se sont automatiquement reconnectées au réseau lorsque la tension et la fréquence sont revenues à des valeurs acceptables. Etant donné que ces petites unités sont généralement de la production décentralisée, les GRT ne contrôlent pas leur reconnexion. Outre ces difficultés, les GRT allemands ont demandé le démarrage de 2.300 MW de production.

Dans les pays en sur-fréquence (République tchèque, Pologne, Slovaquie, Ukraine et certaines régions de Hongrie, d'Autriche et d'Allemagne), l'évaluation prévisionnelle de l'équilibre production - consommation pour le 4 novembre 2006 n'avait fait apparaître aucun problème. Aucune congestion n'avait été identifiée pour la période où a eu lieu l'incident lors de phase de préparation de l'exploitation. Le réseau respectait la règle du *N-1*, les indisponibilités programmées n'ont causé aucune violation des limites de sécurité du réseau.

La fréquence maximale a été observée immédiatement après la panne, à 22h10. La valeur de la fréquence était supérieure à 50,5 Hz dans la plupart des cas avec un maximum de 51,4 Hz. Lors des 30-40 minutes qui ont suivi, les réseaux concernés fonctionnaient avec des fréquences comprises entre 50,3 et 50,4 Hz. Du fait d'une augmentation de la fréquence dans la zone Nord-Est, certaines unités de production injectant sur les réseaux de transport se sont déconnectées ainsi que quelques unités de production raccordées aux réseaux de distribution. Les surcharges et des phénomènes d'instabilité ont entraîné le déclenchement de plusieurs lignes en Autriche, ce qui a entraîné la partition du réseau de transport dans ce pays.

Selon le rapport préliminaire de l'UCTE, le retour à un régime normal de fonctionnement du réseau a été entravé, dans cette zone, par une contribution inégale des différents systèmes électriques nationaux à l'absorption du surplus de production, principalement due à la reconnexion automatique de centrales éoliennes dans le Nord de l'Allemagne.

Deux zones de l'UCTE se sont trouvées en situation de sous-fréquence. Les pays appartenant à la zone Ouest étaient l'Espagne, le Portugal, la France, l'Italie, la Belgique, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Suisse, la Slovénie et une partie de la Croatie, de l'Autriche et de l'Allemagne. Les pays de la zone Sud-Est étaient l'ex-République yougoslave de Macédoine, le Monténégro, la Grèce, la Bosnie-Herzégovine, la Serbie, l'Albanie, la Bulgarie, la Roumanie ainsi qu'une partie de la Croatie et de la Hongrie. Étant donné que la zone Sud-Est n'a pas été gravement atteinte par la panne, aucune description spécifique de la séquence des événements ayant eu lieu dans celle-ci n'est incluse dans le présent rapport.

Les analyses de sécurité réalisés par les GRT de la zone Ouest concernant le 4 novembre ont montré quelques violations des valeurs limites. Toutes les congestions identifiées ont pu être gérées en appliquant des modifications topologiques du réseau ou des aménagements du plan de production. La situation du réseau était, donc, considérée comme sécurisée selon la règle *N-1* par les GRT concernés.

Immédiatement après la partition du réseau de l'UCTE en trois zones, vers 22h10, il s'est avéré que la zone Ouest avait un déficit de puissance d'environ 9.000 MW. Par conséquent, la fréquence a chuté jusqu'à 49 Hz environ. Cette baisse de fréquence a été enrayerée par le déclenchement automatique d'unités d'accumulation d'énergie par pompage et par des délestages de consommation. Selon les rapports nationaux, il se pourrait que la fréquence minimale n'ait pas été exactement la même dans toute la zone Ouest : l'Espagne fait état d'un minimum de 48,95 Hz alors que les Pays-Bas soulignent que la fréquence n'a pas atteint le seuil de 49 Hz.

Il s'avère que tous les systèmes électriques n'ont pas contribué dans la même mesure au rétablissement de l'équilibre entre la production et la consommation dans la zone Ouest. Le déclenchement d'unités de production dû à la sous-fréquence a eu tendance à amplifier le déséquilibre entre la production et la consommation. Selon le rapport préliminaire de l'UCTE, un total d'approximativement 10.700 MW de production (sur 182.686 MW) s'est découplé du réseau dans la zone Ouest. Une part importante de la production raccordée aux réseaux de distribution (c.-à-d. la production éolienne et la cogénération) s'est découplée. A l'exception d'une unité de production thermique en Espagne (environ 700 MW), aucun groupe de puissance unitaire significative raccordée aux réseaux de transport n'a déclenché.

Les zones Ouest et Est ont été reconnectées à 22h47 après plusieurs tentatives (aucun détail n'est encore présenté dans les rapports nationaux des régulateurs actuellement disponibles). Le processus de resynchronisation des zones de l'UCTE a été achevé à 22h49. Le rétablissement de l'alimentation dans tout l'UCTE a été réalisé vers 23h45.

### 3 Analyse de l'incident

Trois aspects essentiels de la panne ressortent de la séquence d'événements présentée plus haut. (1) La règle de sécurité *N-1* a été enfreinte. (2) Cependant, malgré cette violation, la panne aurait pu être évitée si la coordination entre les GRT avait été meilleure. (3) Le comportement de nombreux producteurs, en particulier les plus petits et ceux raccordés aux réseaux de distribution, ne peut pas être contrôlé par les GRT. Outre ces trois points qui sont traités séparément dans les paragraphes suivants, un certain nombre d'autres problèmes qui peuvent être mis en évidence sont regroupés dans la partie finale du chapitre.

#### 3.1 Règle de sécurité *N-1*

Le premier constat est qu'après la mise hors tension de la ligne double Conneforde – Diele, le réseau du GRT EON ne respectait plus le critère *N-1* comme le prouve le déclenchement immédiat des alarmes de surcharge. Il s'avère même que la sécurité d'exploitation du réseau était proche de ne plus être assurée en situation *N-0* après l'ouverture de la ligne. La mise hors tension n'aurait pas eu lieu si le GRT EON avait effectué un calcul de sécurité permettant de s'assurer du respect du critère *N-1* à cet instant. En ce qui concerne l'analyse de la sécurité en temps réel, les GRT de l'UCTE se comportent différemment : par exemple, RTE et le GRT RWE effectuent une analyse de la sécurité en temps réel toutes les 15 minutes. En revanche, le GRT EON signale que le personnel du centre de contrôle a évalué l'état du système de façon empirique. Cela soulève la question de savoir pourquoi le GRT EON n'a pas réalisé un tel calcul.

Selon les rapports disponibles à l'heure actuelle, un tel calcul est réalisé à l'appréciation du centre de contrôle du réseau.

L'*Operation Handbook* de l'UCTE demande que « les GRT s'assurent à tout moment du respect du critère *N-1* pour leur propre système » (policy 3, chapitre A, critère 1). Le fait que certains GRT ne mènent pas régulièrement des calculs de sécurité en temps réel est une faille dans la sécurité du système électrique.

Par ailleurs, le GRT EON a réduit la capacité d'interconnexion de 350 MW à la frontière avec TenneT, le GRT néerlandais. La façon dont cette limitation a été déterminée n'est pas claire. De plus, après le passage du *Norwegian Pearl*, la réduction de la capacité offerte pendant les premières heures du 5 novembre ne correspondait plus exactement à la planification de

l'ouverture de la ligne double au-dessus de la rivière Ems.

A 21h39, immédiatement après la mise hors tension, le GRT EON a reçu plusieurs messages d'alarme indiquant que des valeurs limites avaient été atteintes. Cela signifie que les gestionnaires ne pouvaient ignorer que la sécurité d'exploitation du réseau était proche de ne plus être assurée. Cette situation aurait dû entraîner l'application immédiate d'actions correctives.

L'évaluation des mesures correctives possibles aurait dû être menée immédiatement. La modification du plan de production (redispatching) en Allemagne (ou une modification des échanges entre EON et RWE) aurait pu être envisagée. Même la remise sous tension de la ligne double Conneforde – Diele aurait pu être une option.

A 22h07, les GRT RWE et EON ont établi ensemble que l'intensité maximale admissible sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf avait été dépassée et qu'une intervention immédiate était, donc, nécessaire pour rétablir le fonctionnement sûr du réseau. Le GRT EON a immédiatement évalué les modifications de topologie de réseau envisageables. Il a été considéré que le couplage des jeux de barres du poste de Landesbergen était approprié. La manœuvre visait à réduire le transit de puissance sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf. Le GRT EON prévoyait que la mesure conduirait à une réduction d'environ 50 MW (équivalant à une réduction d'intensité de 80 A) de la puissance. A 22h10min11sec, le GRT EON a réalisé le couplage. Cependant, le calcul de vérification *ex-post*, effectué avec les dernières données mesurées, montre une augmentation du courant transitant sur la ligne de 67 A, ce qui explique le déclenchement immédiat de la protection. Là encore, une analyse de la sécurité du réseau en situation *N-1* après la modification de la topologie aurait pu s'avérer instructive. Néanmoins, en raison des importantes contraintes de temps et vu que les décisions sont essentiellement prises à l'appréciation du centre de contrôle du réseau, ce calcul n'a pas été effectué.

En conclusion, deux points doivent être améliorés. Tout d'abord, l'analyse de la sécurité du réseau en situation *N-1* doit être réalisée toutes les 15 minutes par tous les GRT. Ensuite, il semble nécessaire de déterminer les situations exigeant un calcul spécifique supplémentaire. Afin d'avoir suffisamment de temps pour réaliser ces calculs, l'ordre des procédures doit être prédéfini dans la mesure du possible.

Cependant, outre les questions de procédures, l'EREGG a déjà remarqué que la règle dite du *N-1* n'était pas clairement définie dans le manuel d'exploitation de l'UCTE. Chaque pays interprète, donc, cette règle à sa manière, ce qui accroît les difficultés de coordination entre les GRT. Dans sa note de position sur le manuel d'exploitation de l'UCTE, l'EREGG affirme qu'une définition plus détaillée et précise du critère de sécurité *N-1* doit être envisagée<sup>3</sup>.

### 3.2. Coopération entre les GRT

La coopération entre les GRT est essentielle dès lors que les principales lignes d'interconnexion du système de l'UCTE sont concernées. Comme décrit précédemment, le GRT EON a fait quelques efforts pour coordonner ses activités avec les GRT voisins.

- En amont des événements, le GRT EON a informé le GRT RWE et TenneT de la mise hors tension programmée.
- Les GRT EON, le RWE et TenneT ont également échangé, au préalable, des informations sur

---

<sup>3</sup> ERGEG position and recommendations on the UCTE operation handbook (Recommandations et position de l'EREGG sur le manuel d'exploitation de l'UCTE), version mise à jour, 27 novembre 2006, page 3.

l'anticipation de l'ouverture programmée de la ligne double Conneforde – Diele.

- Après la mise hors tension de la ligne double à 21h38, les flux de puissance étaient dans l'ensemble conformes à ce qui était attendu. Cependant, le TSO EON a reçu des signaux d'alarme concernant les lignes Elsen – Twistetal et Bechterdissen – Elsen indiquant que les valeurs limites fixées avait été atteintes. Le GRT EON a supposé que du fait des capacités de surcharge temporaire des lignes jusqu'à 25 %, il n'était pas nécessaire d'entreprendre d'action immédiate. Ainsi, à 21h49, le GRT EON et le GRT RWE ont échangé à ce propos. Lors de cette conversation téléphonique, le GRT RWE a insisté sur la valeur limite du courant fixée 1.800 A pour la ligne Landesbergen – Wehrendorf. Le GRT RWE a également informé le GRT EON que la valeur de déclenchement de la protection de surcharge de cette ligne était réglée à 1.990 A.

Cependant, il faut aussi souligner le manque criant d'échange d'informations qui a aggravé la situation.

- Le GRT EON n'a pas pris en compte le réglage différent de la protection de surcharge de la ligne Wehrendorf – Landesbergen installée dans le poste de Wehrendorf exploité par le GRT RWE. Cette information avait pourtant été communiquée à l'avance par le GRT RWE. Le fait d'avoir ignoré cette donnée lors de la prise de décisions concernant les mesures correctives appropriées est à considérer comme la principale cause de l'incident. Dans le cas présent, le facteur humain a joué un rôle important. Néanmoins, il faut noter que des réglages de protection identiques aux extrémités de toutes les lignes de tous les GRT n'auraient peut-être demandé aucun effort de coordination.

- A 22h07, le GRT RWE et le GRT EON ont établi que la valeur limite de sécurité de la ligne Landesbergen – Wehrendorf avait été dépassée et qu'une intervention immédiate était, donc, nécessaire pour rétablir un fonctionnement sûr du système. Le TSO EON a immédiatement réalisé une évaluation qualitative des mesures correctives envisageables. La modification topologique opérée au poste de Landesbergen visait à réduire le transit de puissance sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf. Le GRT EON prévoyait que la manoeuvre conduirait à une réduction d'environ 50 MW (équivalent à 80 A) de la puissance. A 22h11, le GRT EON a réalisé le couplage, sans coordination supplémentaire avec le GRT RWE. Cela a immédiatement entraîné le déclenchement automatique d'un grand nombre de lignes. Le GRT EON explique que le maillage du réseau conduit, en règle générale, à une répartition plus uniforme des flux de puissance, ce qui s'est avéré être une hypothèse erronée dans le cas présent. Il est évident que les règles qui ont guidé le processus de prise de décision n'ont pas suffi à éviter la panne. Il est donc légitime de se demander si des règles plus précises n'auraient pu empêcher.

- Selon le rapport préliminaire de l'UCTE<sup>4</sup>, aucune modification des échanges (*counter trading*) entre les Pays-Bas et l'Allemagne n'a été envisagée. Avec l'anticipation de l'ouverture de la ligne, ce type de mesures aurait peut-être été plus efficace qu'à l'heure initialement prévue. Un concept commun pour la modification des échanges, uniquement dans le cadre du maintien de la sécurité d'exploitation, aurait pu aider à éviter la panne. Néanmoins, étant donné que les ouvrages d'interconnexions entre l'Allemagne et les Pays-Bas respectaient le critère N-1 pendant l'incident, on peut se demander si une modification des échanges entre ces deux pays aurait été efficace.

Il semble que la modification des échanges entre le GRT EON et le GRT RWE aurait été potentiellement plus efficace. Apparemment, cette solution n'a pas été prise en compte par les GRT.

---

<sup>4</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 20.

- Pendant la panne, les GRT situés dans la zone en sur-fréquence hors d'Allemagne ont reçu très peu d'informations sur la raison exacte des déclenchements de lignes et leurs conséquences. Ces GRT ne savaient pas que le système UCTE avait été divisé en trois parties. Ils ignoraient l'emplacement des lignes ayant déclenché, les frontières des « îlots » créés, ou encore le lieu et l'instant où l'exploitation synchrone a repris. Après s'être consacré à maîtriser la situation de son réseau, le GRT polonais a diffusé à 22h55 l'information selon laquelle « *quelque chose* » avait eu lieu en Allemagne qui avait causé une panne importante.
- A l'exception de la modification demandée par ETRANS concernant le réglage secondaire, il n'existe aucune indication d'actions coordonnées en temps réel durant la phase de rétablissement de l'alimentation.

Au vu des points précédents, il convient d'insister sur le manque de coordination. Indépendamment du fait que le GRT EON ait respecté ou non les procédures requises par le code du transport d'électricité allemand ou du manuel d'exploitation de l'UCTE, il faut relever qu'une plus grande coopération, de meilleurs échanges d'informations et un meilleur processus décisionnel commun auraient pu permettre d'éviter la panne. L'EREGG souhaite, par ces recommandations, aider les GRT tout particulièrement dans ce domaine.

Les GRT de la zone de l'UCTE ont élaboré le manuel d'exploitation (OH, *Operational Handbook*) de l'UCTE afin d'établir des règles harmonisées pour l'exploitation des réseaux de transport. Le CEER et l'EREGG ont analysé l'OH pour identifier toutes les améliorations possibles et nécessaires. Les conclusions de cette étude ont été présentées par l'EREGG lors du XI<sup>ème</sup> Forum de Florence en 2004<sup>5</sup> et du XII<sup>ème</sup> Forum de Florence en 2005<sup>6</sup>. La position des régulateurs a été récemment réactualisée. Les points clés de l'OH qui sont importants pour les incidents traités dans le présent document sont résumés à l'Annexe 2. L'OH est une contribution précieuse des GRT qui permet une meilleure coordination entre les GRT et une exploitation plus sûre du réseau synchrone.

Il faut noter que même si les GRT ont établi un processus pour contrôler et garantir la conformité avec les règles de l'OH, ce dernier n'est, en aucun cas, un document légalement contraignant. Par conséquent, les seules règles actuellement contraignantes, concernant la sécurité d'exploitation des réseaux, sont nationales.

### 3.3 Comportement de la production

Dans la zone Ouest, le déclenchement des unités de production délocalisées et/ou de petite taille dû à la chute de la fréquence a amplifié le déséquilibre entre la production et la consommation. Dans plusieurs pays affectés par la panne, le comportement des producteurs décentralisés ne pouvait pas être contrôlé par les GRT. Le manque de contrôle et d'informations sur les unités de production qu'ont rencontré les GRT s'explique par le fait que beaucoup de ces unités sont raccordées aux réseaux de distribution. Ainsi, le déclenchement et le recouplage automatique de ces unités peuvent avoir une influence lors des situations critiques pouvant conduire à augmenter le danger pour le système étant donné que les GRT n'ont pas accès aux données en temps réel des centrales raccordées aux réseaux de distribution.

La production provenant de sources d'énergie renouvelables et, en particulier la production d'énergie éolienne, est particulièrement problématique dans ce cas. Les mécanismes mis en place au niveau national ont, généralement, pour but d'augmenter la production à partir de

---

<sup>5</sup> [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_11/ceer\\_security\\_rules.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_11/ceer_security_rules.pdf)

<sup>6</sup> [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_12/ergreg\\_position\\_op\\_handbook.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_12/ergreg_position_op_handbook.pdf)

sources renouvelables sans créer trop de barrières à l'entrée de ces unités sur le marché.

La prise en compte de la sécurité d'exploitation du système dans son ensemble a été, très souvent, considérée comme l'une de ces barrières à l'entrée sur le marché. Comme le démontre la panne, il devient de plus en plus important que les unités de production de plus petite taille et/ou décentralisées soient prises en compte pour la sécurité du système. La transmission d'informations par ces producteurs et des procédures pour le déclenchement automatique doivent être établies de façon à garantir la sécurité du système et à permettre aux GRT de maîtriser l'état du système dans la mesure du possible.

### 3.4 Problèmes supplémentaires

Outre les trois points susmentionnés, il convient de souligner un certain nombre d'autres problèmes. Tout d'abord, le fonctionnement du réglage secondaire fréquence-puissance qui pourrait, dans certains cas, avoir accru le déséquilibre entre la production et la consommation. Ensuite, tous les systèmes électriques nationaux n'ont pas contribué, dans la même mesure, au rétablissement de conditions normales d'exploitation. Troisièmement, il existe quelques incohérences dans les rapports jusqu'à présent disponibles. Selon les données fournies par l'UCTE, le transit de puissance sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf a augmenté à partir 22h01 d'environ. Cependant, aucune modification soudaine et imprévisible des flux<sup>7</sup> ne peut être identifiée, que ce soit à partir des données fournies par le GRT EON<sup>8</sup> ou à partir des informations données par d'autres GRT<sup>9</sup>. D'autre part, l'information selon laquelle la production éolienne était particulièrement importante dans le Nord de l'Allemagne, comme le mentionne le rapport préliminaire de l'UCTE<sup>10</sup>, n'est pas étayée par des données justificatives. Il semblerait même que ces valeurs étaient normales. Selon les informations fournies par le GRT EON au régulateur allemand, la production éolienne était supérieure à la valeur moyenne dans sa zone de réglage, mais n'atteignait que 50 % de sa valeur maximale.

## 4 Recommandations

L'événement, qui a entraîné la division du réseau de l'UCTE et des valeurs de fréquence extrêmement faibles dans une grande partie du système de l'UCTE, est unique dans l'histoire de ce système. De nombreux consommateurs ont été délestés et il s'avère que l'événement aurait pu tout à fait conduire à des situations de *black-out* dans certaines parties du système de l'UCTE. Il est inquiétant de noter que cet événement n'a pas été déclenché par des défaillances techniques ou des facteurs externes (telles que des conditions climatiques extrêmes). Par conséquent, des mesures urgentes sont nécessaires pour éviter à l'avenir de telles pannes, dans la mesure du possible.

Jusqu'à présent, les enquêtes ont montré que le facteur humain a joué un rôle décisif. L'influence du facteur humain lors d'incidents comme celui-ci devrait être étudiée plus en détail. Trois causes majeures expliquant la panne du système ont été identifiées. La première est le non-respect du critère *N-1* après la mise hors tension de la ligne double Conneforde – Diele. Avant l'ouverture de cette ligne, les conséquences sur le respect du critère *N-1* de cette manœuvre n'ont pas été vérifiées par le GRT EON via un calcul numérique. La deuxième cause

---

<sup>7</sup> Rapport du GRT EON, page 9.

<sup>8</sup> Rapport du GRT EON, page 27.

<sup>9</sup> Par exemple, d'autres GRT allemands n'ont pas signalé d'évolutions inhabituelles des flux dans leurs systèmes.

<sup>10</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 29.

majeure a été l'absence d'actions directement après l'ouverture de la ligne, alors que la sécurité du système semblait remise en cause même en situation *N-0*. La troisième cause majeure a été la coordination inappropriée entre les GRT de cette zone au cours de l'événement. La programmation initiale de la mise hors tension de la ligne double a été dûment préparée par les GRT directement impliquées (EON, RWE et TenneT). Cependant, les réglages des appareils de protection aux deux extrémités de la ligne Landesbergen – Wehrendorf étaient différents, ce que le GRT EON n'a pas pris en considération.

Il faut néanmoins noter que, généralement, les sous- et sur-fréquences causées par l'incident ont eu des répercussions même sur un réseau national robuste. L'événement a entraîné une division incontrôlée du réseau de l'UCTE en trois zones alors qu'à cet instant, aucun GRT ne détenait de vue d'ensemble de l'état du système, ni ne connaissait l'importance du déséquilibre production-consommation dans la partie du système qui le concernait. Cette seule conclusion appelle à une plus grande coopération et coordination entre les GRT au sein d'une même région synchrone. Elle demande même un examen critique de la philosophie actuelle de l'UCTE. Cette philosophie est fondée sur une approche fortement décentralisée, selon laquelle chaque GRT n'est responsable que de sa zone de contrôle. Il n'existe pas de système de supervision centralisé ni de plan de défense coordonné permettant d'éviter que les incidents ne se propagent à travers le système de l'UCTE. Il est évident que l'approche décentralisée actuelle offre de nombreux avantages et il est également reconnu que toute modification de la philosophie de contrôle et d'exploitation du système de l'UCTE doit être réalisée avec prudence pour éviter que la situation présente n'empire. Il est, donc, recommandé d'analyser si une approche plus centralisée de l'exploitation du système et des structures de contrôle pourrait s'avérer avantageuse.

## 4.1 Constations et recommandations préliminaires

En se basant sur l'analyse de la séquence des événements et sur l'évaluation des problèmes pendant l'incident, l'EREGG propose un certain nombre de mesures permettant de minimiser la probabilité de futures pannes. Outre l'étude des données concernant la panne du 4 novembre 2006, l'EREGG prend également en compte le travail effectué dans le passé sur les problèmes qui y sont liés. Le document Position et recommandations de l'EREGG sur le manuel d'exploitation de l'UCTE (XII<sup>ème</sup> Forum de Florence en septembre 2005) a déjà été mentionné. D'autre part, le rapport interne, rédigé par le groupe de travail de l'EREGG sur l'exploitation du système électrique, sur la coopération et la coordination entre les GRT est important. Enfin, les enseignements tirés des précédentes grandes pannes ayant eu lieu en Europe ont été pris en compte.

### 4.1.1 Mesures concernant les gestionnaires de réseau de transport

- Les règles opérationnelles devraient être juridiquement obligatoires. Le cadre multilatéral existant actuellement (par ex., accord Nordel, accord multilatéral de l'UCTE) devrait donc être amélioré. De plus, un processus efficace d'application et de contrôle de conformité est essentiel pour renforcer la transparence et la crédibilité des performances des GRT. Un tel cadre multilatéral doit inclure un ensemble de normes de base concernant la résolution de conflits sur d'importantes questions liées aux critères de sécurité appliqués (tels que la règle du *N-1*), le réglage primaire et secondaire de la fréquence-puissance, le délestage, la coordination et la coopération, l'échange d'informations, *etc.*
- Les règles de l'UCTE devraient devenir plus détaillées et plus cohérentes pour réduire, dans la mesure du possible, la probabilité d'incidents de grande ampleur. Les enseignements tirés des

récentes pannes à grande échelle devraient être pris en compte dans le manuel d'exploitation de l'UCTE mis à jour.

- Les GRT situés dans d'autres zones synchrones, le cas échéant, devraient revoir leurs règles opérationnelles.
- Des calculs de sécurité cycliques permettant de s'assurer fréquemment du respect du critère *N-1* devraient être obligatoires pour tous les GRT.
- Les règles de sécurité opérationnelles devraient aussi inclure la préparation concertée de programmes d'urgence constitués de protocoles agréés permettant la coordination des actions et des responsabilités des GRT à l'intérieur d'une zone synchrone. Finalement, le développement et le test régulier de plans de rétablissement devraient être également obligatoires pour tous les GRT impliqués.
- Pendant la phase opérationnelle, l'évaluation de la sécurité et la coordination des programmations opérationnelles, intégrant les données et les modèles de simulation des réseaux impliqués est cruciale. Une évaluation coordonnée de la sécurité en temps réel et un contrôle à une bien plus grande échelle qu'aujourd'hui (par ex. avec des évaluations dynamiques) sont requis pour les GRT afin de garantir une exploitation sécurisée du réseau dans la zone synchrone.
- La philosophie de l'UCTE préconisant la responsabilité décentralisée des GRT devrait être évaluée et la possibilité d'introduire des structures de contrôle et d'exploitation hiérarchique et/ou centralisée du système pour soutenir cette responsabilité décentralisée devrait être analysée. Il serait possible de commencer par l'amélioration de la structure de communication et d'échange des informations entre les GRT. Une communication et un échange d'informations efficaces entre les GRT sont importants. Ils offrent un outil essentiel pour améliorer la prise de conscience de la situation par les gestionnaires du système. Ils développent également l'efficacité de la programmation opérationnelle coordonnée et prennent en charge la coordination de la sécurité du système opérationnel, tout particulièrement dans les zones synchrones couvrant plusieurs zones de contrôle (GRT). Il est vital que ces informations échangées soient également utilisées pour la programmation opérationnelle et l'évaluation de la sécurité au sein des GRT. L'échange de données en temps réel entre les GRT voisins doit être détaillée, appliquée le plus efficacement possible et strictement suivie par les GRT et le personnel impliqué. Le nombre et la qualité des données échangées doivent, aussi, permettre aux applications standard du contrôle du système électrique telles que les estimateurs d'état, l'analyse des urgences, *etc.*, de fonctionner de façon fiable sur un modèle de réseau plus vaste (c.-à-d. prenant aussi en compte des GRT voisins). Ici, une institution centralisée qui fournit des données en ligne concernant des aspects importants de l'état du grand réseau, ainsi que des mesures programmées et non-programmées à tout moment pour tous les GRT à l'intérieur d'un système synchrone, peut améliorer les normes d'information de tous les GRT concernés.
- L'harmonisation des normes concernant les données est inévitable pour améliorer la qualité des informations et promouvoir un échange rapide et efficace des données entre les gestionnaires du système dans une zone synchrone.
- Des programmes communs de formation des opérateurs devraient être établis. Le résultat des programmes de formation devrait être régulièrement évalué. La formation devrait offrir des approches et des méthodes s'adressant aux gestionnaires expérimentés (personnel du centre de contrôle) et expliquer comment conserver les capacités cognitives à un niveau adéquat et rester en alerte de façon permanente pendant l'exploitation normale. Un système de certification approprié devrait être mis en place, appliqué et évalué pour tous les GRT.

- Enfin, bien qu'existant depuis de nombreuses années et, largement utilisés dans certains systèmes électriques d'Europe et des Etats-Unis, les systèmes d'aide à la décision pour le personnel du centre de contrôle devraient être mis en œuvre à une plus grande échelle, selon les besoins mis en évidence, de façon standardisée dans les zones synchrones de l'UE.

#### **4.1.2 Cadre juridique et contrôle par les autorités de régulation**

- Un cadre à valeur légale formelle appliqué à l'ensemble de l'Union européenne pour les accords multilatéraux entre les GRT des zones synchrones européennes susmentionnées est nécessaire dans les réseaux et sur les marchés actuels de fourniture d'électricité.

- Pour compléter le nouvel instrument juridique et l'actuel manuel d'exploitation de l'UCTE, des règles de sécurité opérationnelles et un code du réseau européen devraient être rédigés pour fixer des obligations de la part des GRT à propos :

- de l'exploitation coordonnée des réseaux sur le marché intérieur de l'électricité incluant la programmation opérationnelle, l'exploitation en temps réel, les dispositions d'urgence et la coopération et la coordination entre GRT, c.-à-d. les règles propres à chaque GRT ;

- des règles de raccordement de la production, la consommation et les GRD lorsqu'ils sont connectés au réseau du GRT, c.-à-d. les règles de connexion des clients.

- Une surveillance réglementaire adéquate pour appliquer et contrôler le cadre juridique et s'assurer que le code du réseau européen est respecté. Le rôle, les responsabilités et les pouvoirs des régulateurs nationaux doivent être dûment organisés ainsi que la coordination et la coopération entre les autorités de régulation nationales lorsqu'elles mènent des tâches liées à la surveillance de l'application des règles par les GRT.

- Afin d'aider les GRT à surmonter les problèmes de production incontrôlée, les GRT ont besoin d'informations plus précises sur la disponibilité des données de la production de faible puissance. Pour cela, il peut être nécessaire d'envisager des règles et des exigences concernant l'accès aux données des générateurs connectés au réseau de distribution vers les GRT. Cela peut également inclure le développement d'exigences en matière de raccordement des unités de production décentralisées afin de leur permettre de prendre part au secours du système électrique en cas de panne importante.

#### **4.1.3 Autres problèmes nationaux**

Outre les mesures susmentionnées, des améliorations nationales restent nécessaires. Les spécificités de ces améliorations nationales doivent être définies par les législateurs et/ou les régulateurs nationaux.

- Les régulateurs et les GRT doivent vérifier que les règles nationales existantes suffisent. L'un des problèmes, dans le cas présent, peut aussi concerner les informations sur la coordination entre les unités de production décentralisées. Selon l'UCTE, les GRT ont manqué d'informations sur le volume de production et la séquence de déconnexion et de reconnexion de ces unités de production décentralisées pendant la panne. Les règles sur le déclenchement des unités de production en cas de basses fréquences doivent être examinées. Pendant la panne, un important volume de production a déclenché dans la zone de sous-fréquence, ce qui a considérablement aggravé la situation. Cela était particulièrement vrai pour la production décentralisée de plus petite taille. Ce sujet devrait prendre de plus en plus d'importance étant donné que ce type de production est aujourd'hui privilégié.

- Les régulateurs doivent analyser la conformité avec les règles nationales existantes

concernant des problèmes tels que l'exploitation sécurisée du système, le réglage primaire et secondaire, le délestage, le déclenchement de générateur dû à une sous-fréquence et le rétablissement du système.

- Apparemment, il existe un manque de coordination entre le réglage des relais de délestage et l'intervention de la protection de la production décentralisée.

Le problème de l'information concernant les unités de production sera résolu dans une certaine mesure en temps voulu grâce aux nouvelles directives sur la gestion des congestions récemment appliquées qui exigent que les GRT publient les informations sur les prévisions et la puissance réelle<sup>11</sup>. Les spécificités de cette nouvelle obligation sont actuellement en pourparlers dans plusieurs Initiatives régionales électricité de l'EREGG. De plus, la production décentralisée doit contribuer à éviter ou à rétablir une situation critique et, en cas d'une production connectée à un réseau de distribution, sa reconexion doit être coordonnée entre GRD et GRT. Dans ce cas, les GRT nationaux doivent prendre des mesures pour assurer également un échange d'informations en temps réel et une coordination avec les GRD. L'EREGG peut donner des conseils sur la façon de gérer cette tâche.

## 4.2 Remarques finales

Des règles intégrées et harmonisées d'exploitation du système électrique sont nécessaires pour garantir la sécurité opérationnelle et la fourniture sécurisée des systèmes électriques européens et le fonctionnement du Marché intérieur de l'électricité. Ces problèmes ont déjà été soulevés par les régulateurs après la panne italienne de septembre 2003 sans que l'UCTE ne réagisse. Les récents événements confirment que la résolution de ces problèmes est nécessaire pour pouvoir satisfaire aux conditions requises énoncées à l'article 9 c) et d) de la directive 2003/54/EC. Des règles opérationnelles plus détaillées ne peuvent pas uniquement provenir d'un consensus entre les GRT. Elles devraient également avoir une valeur légale obligatoire. En l'absence d'une nouvelle législation, l'option la plus appropriée, permettant de mettre en place un tel cadre, pourrait consister à combiner des accords multilatéraux retravaillés (par ex. le MLA de l'UCTE), tout particulièrement pour ce qui est de la responsabilité des GRT en cas d'insuffisance de fiabilité du réseau de transport d'électricité, avec des règles de sécurité opérationnelle conformément à l'article 8 du règlement européen 1228/2003.

De telles règles (faisant partie intégrante du règlement, elles deviendraient une loi nationale immédiatement applicable dans tous les états membres de l'Union européenne) pourraient établir le cadre à l'échelle européenne de règles et de normes opérationnelles communes et cohérentes pour que les GRT européens travaillent entre eux dans toute la zone synchrone. Alors, les règles techniques spécifiques (telles que, par ex., l'OH de l'UCTE complété) pourraient être utilisées au niveau de la zone synchrone et rendues obligatoires par référence aux règles.

Ainsi, les règles seraient basées sur les normes techniques existantes et prendraient en compte les besoins des marchés et de la sécurité opérationnelle.

Afin de compléter ce nouveau cadre légal, un code du réseau européen devrait être rédigé pour imposer des obligations aux GRT concernant l'accès au réseau, le développement et la maintenance des réseaux européens selon des normes harmonisées spécifiques.

La difficulté, générée par les objectifs contraires de maximisation de la capacité commerciale de transport et de maximisation des réserves d'urgence pour assurer la sécurité des systèmes de

---

<sup>11</sup> Décision de la Commission (2006/770/EC) du 9 novembre 2006, n° 5.5 (h) et 5.7.

transport, comme l'exige déjà l'article 6(3) du règlement européen 1228/2003, doit peut-être être étudiée dans ce contexte. Les décisions appropriées doivent être prises dans les délais impartis (d'ici le 24 février 2008) pour appliquer la directive 2005/89/CE dont l'article 4 traite de la sécurité opérationnelle du réseau.

Une surveillance réglementaire adéquate est nécessaire pour appliquer et contrôler le cadre juridique et s'assurer que le code du grand réseau européen est respecté. Le rôle, les responsabilités et les pouvoirs des régulateurs nationaux doivent être dûment organisés ainsi que la coordination et la coopération entre les autorités de régulation nationales lorsqu'elles mènent des tâches liées à la surveillance de l'application des règles par les GRT. Il est probable que l'application de l'exploitation du système coordonné et intégré aux réseaux de transport européens revienne à relever des défis locaux, techniques, juridiques et organisationnels, particulièrement dans les zones synchrones couvrant plusieurs juridictions.

Finalement, il faut noter que de nombreuses recommandations avaient déjà été identifiées dans la réponse du CEER au Livre vert de la Commission européenne<sup>12</sup>. Ici, de nombreuses actions détaillées ont été identifiées, en imposant des obligations européennes aux GRT consistant à développer et à mettre en place des normes, approuvées par les régulateurs ; en développant un code européen des réseaux pour préciser les responsabilités des GRT incluant les normes concernant le développement, la maintenance et l'exploitation des réseaux ainsi que le partage des informations et leur contrôle ; en créant une institution centrale qui facilite la coopération entre les GRT à l'échelle de l'UE.

Cela montre que les régulateurs sont parfaitement conscients que les problèmes actuels ne sont pas récents et qu'ils doivent être immédiatement traités. Le CEER et l'EREG continueront de s'investir pour réaliser les améliorations nécessaires. Un groupe de travail sur les réseaux de transport de l'électricité de l'EREG a été mis en place dans le cadre du programme de travail de l'EREG de 2007<sup>13</sup> pour traiter les problèmes du marché intérieur de l'électricité tels que le réseau européen avec à la fois une perspective horizontale (c.-à-d. coopération de GRT à GRT) des règles de sécurité (directives de fiabilité et de sécurité concernant l'article 8 du règlement) et une perspective verticale (c.-à-d. l'accès au réseau) avec le développement du code du réseau européen.

Il résultera de ce travail une analyse des besoins et des façons de procéder avec des règles harmonisées, ou tout du moins compatibles, d'accès au réseau et de coopération et d'exploitation adéquates des GRT entre eux en termes de sécurité opérationnelle dans le contexte du marché intérieur de l'électricité.

La portée et les détails du cadre concernant le code du réseau de l'Union européenne et les principaux éléments des règles de sécurité opérationnelle (voir l'article 8 du règlement européen 1228/2003) seront fixés dans le présent document. Le code du réseau de l'UE constituera l'ensemble des règles communes d'accès au réseau à appliquer dans toute l'UE.

Les règles de sécurité opérationnelles incluront leurs objectifs et leur portée ainsi qu'un ensemble de règles et de normes opérationnelles communes et cohérentes pour le travail des GRT européens entre eux, en se basant sur les normes techniques existantes et en prenant en

---

<sup>12</sup> CEER response to the Energy Green Paper (Réponse du CEER faite au Livre vert sur l'énergie), 11 juillet 2006 ; [http://www.ceer.eu.org/portal/page/portal/CEER\\_HOME/CEER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_DOCUMENTS/CEER-ResponseToGP\\_2006-07-11.pdf](http://www.ceer.eu.org/portal/page/portal/CEER_HOME/CEER_PUBLICATIONS/CEER_DOCUMENTS/CEER-ResponseToGP_2006-07-11.pdf)

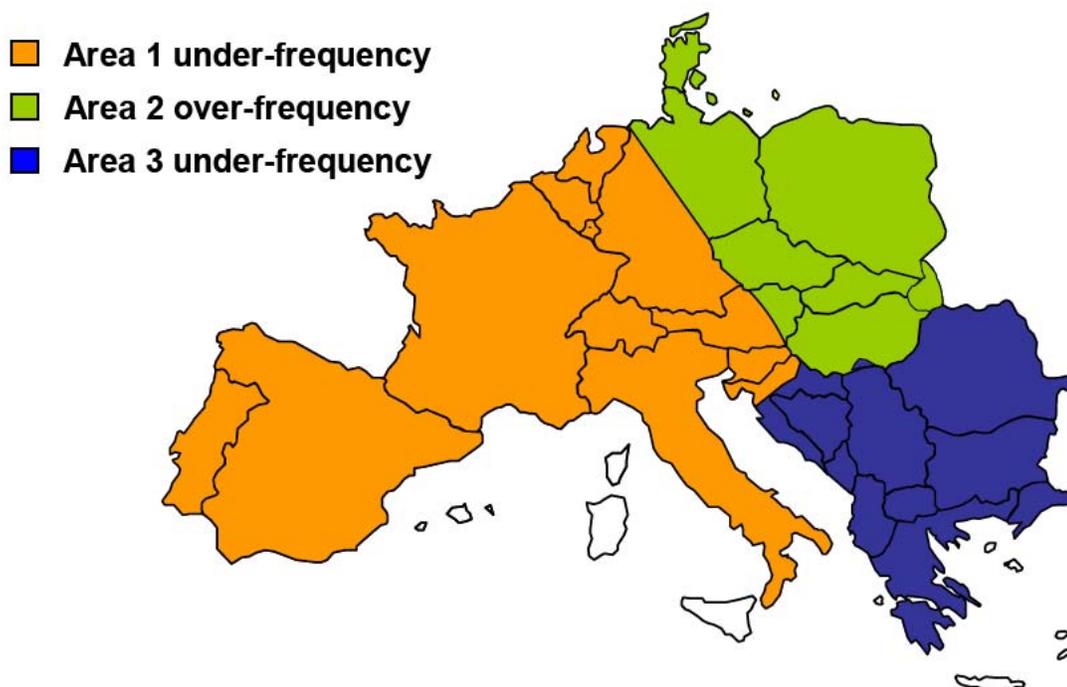
<sup>13</sup> [http://www.ereg.org/portal/page/portal/EREG\\_HOME/EREG\\_DOCS/EREG\\_WORK\\_PROGRAMME/C06-WPDC-06-04\\_CEER-EREG\\_WP2007\\_Public.pdf](http://www.ereg.org/portal/page/portal/EREG_HOME/EREG_DOCS/EREG_WORK_PROGRAMME/C06-WPDC-06-04_CEER-EREG_WP2007_Public.pdf)

compte les besoins du marché et la sécurité opérationnelle.

## Annexe 1 : Analyse de l'exploitation prévue et en temps réel durant l'événement

Cette description plus détaillée des événements se base sur les informations rassemblées par l'EREGG provenant des GRT et de documents mis à la disposition du grand public. L'EREGG n'a pas vérifié l'exactitude des données présentées par les GRT.

Lors de la panne du 4 novembre, le réseau de l'UCTE s'est divisé en trois parties. Dans le Sud-Ouest de l'Europe, la fréquence est tombée à des niveaux proches de 49 Hz et une grande part de la consommation a été délestée. Dans le Sud-Est de l'Europe, une baisse plus légère de la fréquence jusqu'à 49,7 Hz a eu lieu. Dans le Nord-Est de l'Europe, une augmentation assez importante de la fréquence jusqu'à 50,4 Hz a été observée. Pour plus de clarté, les conséquences de ces différents événements sont présentées et évaluées séparément. De plus, la situation en Allemagne est décrite en détails. Lors de l'étude de la panne en termes de séquence des événements, cette séparation géographique de l'analyse sera conservée.



Source : Rapport préliminaire de l'UCTE, p. 21

### 1 La situation en Allemagne<sup>14</sup>

#### 1.1 Planification opérationnelle

Le 18 septembre 2006, le chantier naval de Meyerwerft, situé sur la rivière Ems, a envoyé une demande écrite d'arrêt de la ligne double de 380 kV Conneforde – Diele le 5 novembre à 1h00

<sup>14</sup> Ces éléments proviennent pour la plupart du rapport publié par le GRT EON, <http://www.eonnetz/>.

du matin pour permettre le passage du navire *Norwegian Pearl* sur la rivière Ems jusqu'à la mer du Nord<sup>15</sup>. Le 27 octobre 2006, cette demande d'arrêt était provisoirement approuvée par le GRT EON.

Cette décision se basait sur une analyse du plan de consommation utilisant un enregistrement de données de planification standard. Selon le GRT EON, l'analyse, basée sur des informations alors disponibles, ne faisait mention d'aucune infraction de la règle de sûreté *N-1*. L'approbation finale de la mise hors tension a, donc, fait l'objet d'une analyse plus poussée de la situation du réseau immédiatement avant l'arrêt de la ligne électrique. Le GRT EON a coordonné les gestionnaires de réseau voisins concernés par cette décision. Ce GRT a également réduit la capacité de son interconnexion avec Tennet pour le 5 novembre entre 00h00 et 6h00, afin de minimiser de possibles problèmes. Le 3 novembre 2006, Meyerwerft a demandé d'avancer de trois heures le passage du navire pour le fixer à 22h00 le 4 novembre. Le GRT EON a accepté.

Selon le rapport publié par le GRT EON<sup>16</sup>, environ 13.700 MW d'électricité étaient consommés dans la zone du GRT EON vers 21h30. La production s'élevait à un total d'approximativement 14.100 MW, dont 3.200 MW d'énergie éolienne. Les transits atteignaient un niveau d'environ 7.300 MW. Il était prévu que la production d'énergie éolienne augmente régulièrement jusqu'à 4.500 MW à 3h00 le 5 novembre. Les flux d'électricité étaient essentiellement dirigés vers le Sud-Ouest. De plus, des lignes électriques simples ainsi que du matériel des postes électriques du GRT EON étaient déconnectés au même moment pour pouvoir réaliser des travaux de consolidation du réseau. Ces mesures étaient connues du GRT EON et prises en compte dans les calculs de simulation d'exploitation en ligne.

## 1.2 Séquence des événements

A 21h29, le GRT EON a effectué un calcul simulant l'arrêt programmé de la ligne enjambant la rivière Ems. Cette simulation se basait sur les données de l'état du réseau à ce moment-là. Aucune infraction des valeurs limites n'a été mise en évidence à la suite de cette simulation. Après une évaluation empirique de la situation du réseau, le GRT EON a supposé que le critère *N-1* serait respecté dans le réseau. Un calcul permettant de s'assurer du respect du critère *N-1* sur le réseau après l'arrêt de la ligne enjambant la rivière Ems n'a néanmoins pas été effectué. Lors d'une conversation téléphonique, à 21h30, les GRT EON et RWE ont établi que les résultats des calculs de simulation respectivement effectués ne fournissaient aucune raison de s'opposer à la commutation. Dans une autre conversation téléphonique, à 21h33, une coordination supplémentaire était mise en place avec TenneT.

Ensuite, à 21h38, le GRT EON a mis hors service la ligne double Diele – Conneforde de 380 kV passant au-dessus de la rivière Ems. Comme attendu, le flux d'électricité s'est reporté vers d'autres lignes situées plus au Sud qui transporte également l'énergie dans la direction Est-Ouest. Selon le GRT EON<sup>17</sup>, les flux réels du réseau dans la zone étaient fondamentalement conformes aux prévisions établies par le calcul de simulation.

---

<sup>15</sup> Selon le GRT EON, l'arrêt de la ligne électrique est nécessaire dans de telles situations pour éviter de possibles défauts lorsque certaines parties du navire approchent la ligne électrique. La distance entre la ligne et le navire est trop faible pour permettre le passage sécurisé d'un navire de cette taille sous une ligne en fonctionnement. Il n'existait pas d'autres raisons pour arrêter la ligne électrique. Selon le GRT EON, la ligne a été arrêtée au-dessus de la rivière Ems pour le transport de navires de Meyerwerft, au total, quatorze fois depuis 1995.

<sup>16</sup> Rapport du GRT EON, page 8.

<sup>17</sup> Rapport du GRT EON, page 15.

A 21h39, c.-à-d. immédiatement après la commutation, le GRT EON a reçu plusieurs messages d'avertissement indiquant que les valeurs limites d'ajustement avaient été atteintes sur les lignes Elsen – Twistetal et Elsen – Bechterdissen. Des marges de sécurité thermiques permettent une surcharge temporaire du matériel jusqu'à 25 % selon les règles internes au GRT EON. Ainsi, il n'a pas été jugé opportun de prendre des mesures.

Lors de la conversation téléphonique de 21h41 entre les GRT EON et RWE, le GRT RWE a signalé la valeur limite de sécurité de 1.800 A sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf, qui sera la première ligne à déclencher. Le GRT RWE a indiqué sa valeur limite de protection de 1.990 A au poste électrique de Wehrendorf. A ce moment-là, l'intensité sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf était approximativement de 1.780 A. A 21h42, le GRT EON a émis l'« *autorisation de disposition* », telle qu'elle est appelée, pour le passage du navire.

D'autres conversations téléphoniques entre les GRT EON, RWE et Vattenfall Europe à 21h46, 21h50 et 21h52 n'ont pas apporté d'autres résultats. La situation était considérée tendue.

Selon le GRT EON, aucune action immédiate n'était nécessaire. Cependant, des réactions possibles ont été évoquées en cas d'aggravation de la situation.

Jusqu'à 22h06, le courant a augmenté sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf jusqu'à approximativement 1.900 A. Ensuite, la valeur limite de sécurité de la protection du GRT RWE (1.800 A), a été dépassée sur cette ligne.

A 22h07, les GRT RWE et EON ont décidé qu'une intervention immédiate était nécessaire pour rétablir l'exploitation sécurisée du réseau. Le GRT EON a jugé possible des mesures correctives de changement de topologie.

Il a été considéré que le bouclage des jeux de barres du poste électrique de Landesbergen s'y prêtait. Le GRT EON supposait que la mesure conduirait à une réduction d'environ 50 MW (équivalent à 80 A) de la puissance. A 22h11, le GRT EON a effectué le bouclage, sans coordination supplémentaire avec le GRT RWE.

Selon le rapport du GRT EON<sup>18</sup>, la ligne Landesbergen – Wehrendorf a déclenché deux secondes plus tard, à 22h10min13sec, par action automatique du relais de protection de surcharge. Les modifications de flux d'électricité supplémentaires en résultant ont conduit à la surcharge de la ligne Bielefeld/Ost – Gütersloh de 220 kV du GRT RWE qui a également déclenché automatiquement dans un délai de deux autres secondes. Quatre secondes après cela, à 22h10min19sec, les relais de protection de la ligne Bechterdissen – Elsen de 380 kV ont déclenché. L'effet en cascade s'est poursuivi vers le Sud et a finalement produit la division de l'ensemble du réseau de l'UCTE en trois parties.

Dans la partie Ouest de l'Allemagne, qui faisait partie du bloc en sous-fréquence, environ 2.400 MW de consommation ont été automatiquement délestés. De plus, le GRT EON a délesté approximativement 240 MW de pompage. Un certain nombre de petites unités de production ont déclenché immédiatement après le début de la chute de fréquence. Selon le rapport de l'UCTE, environ 40 % de ces unités étaient des unités à énergie éolienne.

### 1.3 Retour au fonctionnement normal du système

Un grand nombre de plus petites unités de production se sont automatiquement reconnectées au réseau lorsque la tension et la fréquence ont retrouvé des valeurs acceptables. Etant donné que ces petites unités sont généralement des unités décentralisées, les GRT ne contrôlent pas

---

<sup>18</sup> Rapport du GRT EON, page 10.

leur reconexion. Outre ces problèmes, les GRT d'Allemagne ont demandé le démarrage de 2.300 MW.

La reconexion des lignes qui avaient déclenché ne s'est pas faite sans problèmes. Comme le montrent les informations fournies par le GRT EON, deux tentatives ont été nécessaires pour reconnecter les lignes Conneforde – Diele et Wehrendorf – Landesbergen<sup>19</sup>. La région ouest en sous-fréquence et la région Est en sur-fréquence ont finalement été resynchronisées à 22h47.

## 2. La situation dans les pays en sur-fréquence<sup>20</sup>

Les pays en sur-fréquence étaient la République tchèque, la Pologne, la Slovaquie, l'Ukraine et des régions de Hongrie, d'Autriche et d'Allemagne. Plutôt que d'analyser la panne sous forme d'une présentation par pays, un résumé des informations concernant tous les pays impliqués est présenté.

### 2.1 Planification opérationnelle

En termes d'équilibre entre production et consommation, la planification opérationnelle du 4 novembre 2006 n'indiquait pas de problèmes. Des réserves de puissance suffisantes étaient prévues tout au long de la journée. La puissance réservée au réglage primaire, secondaire et tertiaire, en démarrage rapide et la réserve d'exploitation étaient également suffisantes d'après les GRT de la zone en sur-production.

L'analyse d'urgence effectuée dans certains cas se basait sur les modèles de prévision du réseau européen pour le lendemain (*Day Ahead Congestion Forecast*, DACF, base de données commune de l'UCTE). Cette analyse n'indiquait aucun problème dans l'intervalle où la panne s'est ensuite produite.

Aucune congestion n'a été détectée pendant la phase de planification de l'exploitation.

La situation du réseau permettait de respecter le critère du *N-1*, les déconnexions programmées n'ont causé aucune infraction aux règles de sécurité du réseau.

### 2.2 Séquence des événements

La fréquence maximale a été atteinte immédiatement après la panne, à 22h10. La valeur de la fréquence était supérieure à 50,5 Hz dans la plupart des cas. Elle a atteint un maximum de 51,4 Hz<sup>21</sup>. Lors des 30 à 40 minutes qui ont suivies, les zones concernées fonctionnaient avec des fréquences allant de 50,3 à 50,4 Hz.

Du fait de l'augmentation de la fréquence dans l'îlot Nord-Est, certaines unités alimentant le réseau de transport ont déclenché (611 MW en République tchèque, 595 MW en Hongrie, environ 1.500 MW en Autriche, 515 MW en Slovaquie), ainsi que quelques unités de production raccordées au réseau de distribution.

Il n'a pas été nécessaire d'appliquer des restrictions auprès des consommateurs. La perte de fourniture, limitée à quelques consommateurs, était due à l'augmentation de fréquence et à des difficultés d'exploitation du réseau de distribution.

---

<sup>19</sup> Rapport du GRT EON, page 37.

<sup>20</sup> Cette partie fait principalement référence aux rapports sur la panne rassemblés par les régulateurs nationaux des différents GRT, regroupés et synthétisés par l'EREGEG.

<sup>21</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 29.

## 2.3 Retour au fonctionnement normal du système

Selon le rapport préliminaire de l'UCTE, le rétablissement du réseau a été entravé par l'absorption inégale du surplus initial de la capacité de production dans cette zone, principalement due à la reconnexion automatique d'unités de production d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne<sup>22</sup>. Finalement, à 23h30, les systèmes électriques de cette partie de l'Europe ont retrouvé des conditions normales de fonctionnement.

## 3. La situation dans les pays en sous-fréquence<sup>23</sup>

Deux zones se sont trouvées en situation de sous-fréquence. Les pays se trouvant dans la zone Ouest étaient l'Espagne, le Portugal, la France, l'Italie, la Belgique, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Suisse, la Slovénie et des régions de Croatie, d'Autriche et d'Allemagne. Les pays de la zone Sud-Est étaient l'ex-République yougoslave de Macédoine, le Monténégro, la Grèce, la Bosnie-Herzégovine, la Serbie, l'Albanie, la Bulgarie, la Roumanie ainsi que certaines régions de Croatie et de Hongrie. Etant donné que ces pays n'ont pas été gravement atteints par la panne, aucune description spécifique de la séquence d'événements ayant eu lieu dans cette zone n'est incluse dans le présent rapport.

### 3.1 Planification opérationnelle

Les analyses de sécurité réalisées par les GRT de la zone Ouest pour le 4 novembre ont montré quelques dépassements des valeurs limites. Toutes les congestions identifiées ont pu être gérées en appliquant des modifications topologiques ou des mesures de répartition du plan de production. La situation du réseau était, donc, considérée comme sécurisée et respectant le critère *N-1* par les GRT concernés. Dans les études de sécurité, les GRT considèrent les déconnexions des lignes pouvant affecter leur propre réseau, y compris lorsqu'il s'agit de lignes d'interconnexion. Les lignes externes sont parfois prises en compte par les GRT au cas où leur panne pourrait entraîner des problèmes de sécurité sur leur propre réseau. Des réserves suffisantes de puissance active ont été prévues tout au long de la journée selon les GRT.

En outre, TenneT signale avoir mené une action (en utilisant un transformateur déphaseur) pour conserver une situation respectant le critère du *N-1* sur l'interconnexion Allemagne-Pays-Bas sans préciser si une analyse de sécurité en temps réel avait été réalisée avant de prendre cette décision.

### 3.2 Séquence des événements

Du fait du déclenchement de la ligne Wehrendorf-Landesbergen entre les GRT RWE et EON, d'autres lignes ont été surchargées et se sont déclenchées en cascade. Cela a entraîné une division du réseau interconnecté de l'UCTE. En Allemagne, deux lignes ont déclenché entre les GRT RWE et EON et douze dans le réseau du GRT EON. En Autriche, cinq lignes ont déclenché dans le réseau d'APG. Tout cela a conduit à la division des réseaux du GRT EON et d'APG. Deux lignes ont déclenché entre la Hongrie et la Croatie. En outre, deux lignes ont déclenché en Croatie et une entre la Bosnie-Herzégovine et la Croatie. Cela a entraîné la séparation en trois zones du réseau de l'UCTE.

En ce qui concerne les interconnexions avec les autres systèmes, les deux lignes de transport

---

<sup>22</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 31.

<sup>23</sup> Cette partie fait principalement référence aux rapports sur la panne rassemblés par les régulateurs nationaux des différents GRT et regroupés et synthétisés par l'ERGG.

de 400 kV entre l'Espagne et le Maroc ont déclenché à cause d'une protection de fréquence située au Maroc. La liaison à courant alternatif entre l'Italie et la Sicile a aussi déclenché alors que les liaisons à courant continu de France vers le Royaume-Uni, d'Italie vers la Sardaigne et d'Italie vers la Grèce ont continué de fonctionner. Aucun autre déclenchement de ligne n'a été signalé par les GRT de la région Ouest.

Immédiatement après la division du réseau de l'UCTE en trois zones, vers 22h10, la zone Ouest avait un déficit de puissance d'environ 9.000 MW. Par conséquent, la fréquence est tombée à environ 49 Hz. Cette baisse de fréquence a été interrompue par du délestage et le déclenchement automatique des unités de stockage d'énergie par pompage. Il semble que la fréquence minimale n'a pas été exactement la même sur l'ensemble de la région Ouest. L'Espagne fait état d'un minimum de 48,95 Hz alors que les Pays-Bas soulignent que la fréquence n'a pas atteint le seuil de 49 Hz.

Les GRT indiquent que les réserves de puissance active requises par les règles de l'UCTE étaient disponibles juste avant la panne. Cependant, elles n'ont pas suffi à combler le déséquilibre d'énergie. Dans l'ensemble, le réglage primaire de fréquence s'est comporté comme prévu. Malgré tout, les conditions requises par l'UCTE pour la réponse primaire se basent sur un déséquilibre de 3.000 MW. Or, cette panne a représenté un déséquilibre de 9.000 MW et seulement sur une partie du réseau de l'UCTE. L'application des règles concernant la réserve primaire n'est pas non plus identique pour tous les membres de l'UCTE.

Le réglage secondaire de fréquence, quant à lui, tendait, dans certains cas, à réduire la puissance fournie par les centrales électriques. RTE, par exemple, a utilisé la réserve secondaire dans les mêmes conditions que la réserve primaire.

Généralement, les unités de pompage déclenchent à une fréquence de 49,5 Hz. Selon le rapport de l'UCTE<sup>24</sup>, environ 1.600 MW de pompage ont été délestés :

Pays (GRT)	Pompage délesté
Autriche (Ouest)	297 MW
Allemagne (GRT EnBW)	457 MW
Allemagne (GRT EON)	240 MW
Espagne (REE)	156 MW (auto) 414 MW (manuel)
France (RTE)	0 MW (aucune unité de pompage ne fonctionnait)

Afin de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation, le délestage automatique a également été mis en œuvre. Selon les règles de l'UCTE, le délestage doit débuter étape par étape à la fréquence de 49 Hz. Les chiffres donnés dans le rapport préliminaire de l'UCTE<sup>25</sup> sont les suivants :

<sup>24</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 25.

<sup>25</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 25.

Pays (GRT)	Consommation délestée	% de la consommation (incluant le délestage de pompage)
Autriche	127 MW	5,4 % (18 %)
Belgique (ELIA)	700 MW	8 %
Croatie (HEP)	199 MW	14 %
France (RTE)	6.260 MW	11 %
Allemagne (GRT TSO)	158 MW	2 % (8 %)
Allemagne (GRT EON)	400 MW	8,75 % (14 %)
Allemagne (GRT RWE)	2.000 MW	13 %
Italie (Terna)	2.350 MW (auto) 700 - 800 MW (manuel)	6,6 %
Luxembourg (Sotel exploité par ELIA)	120 MW	
Pays-Bas (TenneT)	190 MW	1,9 %
Portugal (REN)	1.101 MW	19 %
Slovénie (ELES)	113 MW	8 %
Espagne (REE)	2.100 MW (auto)	7,64 % (10 %)
Suisse (ETRANS)	7 MW	0,1 %
<b>Total</b>	<b>15.825 MW (auto)</b>	

Les chiffres concernant le délestage varient parfois légèrement entre les rapports nationaux de l'EREG et le rapport préliminaire de l'UCTE. Il semble que les valeurs de l'UCTE incluent également les puissances qui ont été déclenchées du fait de la protection contre les valeurs basses de la fréquence (par exemple, 150 MW pour TenneT).

Le déclenchement des unités de production dû à la sous-fréquence a eu tendance à amplifier le déséquilibre entre la production et la consommation. L'UCTE signale qu'un total d'environ 10.700 MW (sur 182.686 MW) a déclenché dans la zone Ouest<sup>26</sup>. Une quantité importante de production connectée au réseau de distribution (c.-à-d. la production d'énergie éolienne et la cogénération) a été déclenchée.

A l'exception d'une unité de production thermique en Espagne (environ 700 MW), aucune unité de production électrique de forte puissance connectée au réseau des GRT ne s'est déclenchée. En synthèse, à la fin de la réponse automatique du système, lorsque la chute de la fréquence a cessé, l'équilibre électrique suivant (en chiffres entiers) s'est maintenu :

- 9.000 MW d'importation de la région Est,
- 10.000 MW de perte de production lorsque la fréquence a atteint 49,5 Hz ;
- 16.000 MW de délestage de consommation (charge et pompage) ;
- 3.000 MW provenant de la réduction automatique de la puissance du réglage primaire fréquence-puissance des générateurs.

### 3.3 Retour au fonctionnement normal du système

Les zones Ouest et Est ont été reconnectées à 22h47 après plusieurs tentatives (aucun détail n'est donné dans les rapports nationaux des régulateurs actuellement consultables). Le processus complet de resynchronisation s'est achevé à 22h49. La fourniture a été graduellement rétablie grâce aux unités de production mises en marche à la demande des GRT

<sup>26</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 26.

après l'événement (en particulier la production hydraulique). Selon le rapport préliminaire de l'UCTE, les productions suivantes ont été démarrées<sup>27</sup> :

Pays (GRT)	Unités de production démarrées
Autriche	650 MW
Belgique (ELIA)	320 MW
Croatie (HEP)	77 MW
France (RTE)	4.955 MW
Allemagne (GRT EnBW)	1.058 MW
Allemagne (GRT EON)	418 MW
Allemagne (GRT RWE)	1.200 MW
Italie (Terna)	2.800 MW
Pays-Bas (TenneT)	140 MW
Portugal (REN)	1.015 MW
Slovénie (ELES)	90 MW
Espagne (REE)	3.696 MW
Suisse (ETRANS)	50 MW
<b>Total</b>	<b>16.094 MW</b>

Le rétablissement complet a eu lieu dans la région Ouest à 23h45.

<sup>27</sup> Rapport préliminaire de l'UCTE, page 27.

## Annexe 2 : Règles et procédures du manuel d'exploitation de l'UCTE

Dans le cadre d'ateliers et de discussions avec l'UCTE sur le manuel d'exploitation (OH) ayant eu lieu en 2004 et 2005 et en préparation du document « *Position et recommandations de l'EREGG sur les améliorations nécessaires de l'OH* » présenté au XII<sup>ème</sup> Forum de Florence de septembre 2005<sup>28</sup>, l'EREGG a produit une comparaison des règles de fiabilité et de sécurité opérationnelle dans les zones synchrones de l'UE. Bien que cette présentation soit un document interne de l'EREGG et qu'il n'ait pas été publié, les aspects clés concernant la zone synchrone de l'UCTE sont résumés ci-dessous en reprenant les résultats de cette étude.

Règles de fiabilité et de sécurité	Mise en œuvre dans l'OH de l'UCTE et autres cadres de l'UCTE
Planification de transport – principes	<i>Aucun équivalent direct dans l'OH</i>
Capacité de transport – définition de la capacité	OH Policy 4 B – Evaluation de la capacité
Planification du transport pour les interconnexions entre régions	<i>Pas d'équivalent direct dans l'OH</i>
Critères de dimensionnement pour la planification du réseau de transport – principes de planification	- Prévisions d'adéquation du système de l'UCTE (dans une certaine mesure) - OH Policy 3 A → Critère N-1
Méthodes, modèles et outils pour l'analyse du système	OH Policy 3 D et F → Calcul de la stabilité, échange d'informations pour le calcul du système électrique ;
Normes de sécurité opérationnelle	OH Policy 3 A → Critère de sécurité N-1 OH Policy 3 C → Résolution des défaillances du réseau OH Policy 1 A, B & C → Réglage de fréquence-puissance OH Policy 3 B → Réglage de la tension et gestion de la puissance réactive OH Policy 4 B → Évaluation de la capacité
Ajustement - Conditions requises - Prix des écarts - Équilibre de l'électricité échangée entre les sous-systèmes - Réserves de puissance	OH Policy 1 C → Réglage tertiaire ( <i>uniquement les principes techniques</i> ) <i>Les aspects de marché et de l'économie associés à l'équilibrage n'entrent pas dans le cadre de l'OH de l'UCTE ou d'un autre cadre de l'UCTE</i> - « Accord sur le secours mutuel pour l'équilibrage »

<sup>28</sup> Position et recommandations de l'EREGG sur le manuel d'exploitation de l'UCTE ; [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_12/ergg\\_position\\_op\\_handbook.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_12/ergg_position_op_handbook.pdf); version mise à jour, 27 novembre 2006, page 3.

Règles de fiabilité et de sécurité	Mise en œuvre dans l'OH de l'UCTE et autres cadres de l'UCTE
Informations à échanger entre les GRT - Informations techniques concernant les systèmes électriques - Mise hors service planifiée - Informations opérationnelles - Informations pour les acteurs du marché	OH Policy 3 F → Échanges d'informations entre les GRT pour l'exploitation, échange d'informations pour le calcul du système électrique OH Policy 4 C → DACF, Day-Ahead Congestion Forecast (prévision du réseau européen pour le lendemain), modèle réel de tous les éléments de 750 kV, 380 kV et 220 kV OH Policy 4 A <i>Les informations de mise hors service programmée à échanger sont définies selon chaque Policy, en particulier pour :</i> OH Policy 2 → Programmation et comptabilité (programmes d'échange) et OH Policy 3 F → Échanges d'informations entre les GRT pour la sécurité de l'exploitation du système
Contre-mesures automatiques	OH Policy 5 A → Exploitation du système dans des conditions peu sûres
Services système - Description et prescriptions requises - Obtention	OH Policy 1 A, B & C → Réglage fréquence-puissance OH Policy 3 B → Réglage de la tension et gestion de la puissance réactive OH Policy 5 B → Capacités de redémarrage après écroulement <i>(aucune étude d'application)</i> <i>Les règles d'obtention des réserves ne figurent pas dans l'OH de l'UCTE</i>
Exploitation commune au sein d'une région	OH Policy 1 E → Les dispositions pour l'assistance d'urgence doivent être déclarées dans les accords opérationnels, le délestage doit être coordonné dans des situations d'urgence. OH Policy 3 A → Secours mutuel possible du système adjacent (GRT) pour satisfaire au critère (N-1) (directive) OH Policy 3 B → Action conjointe aux frontières pour la gestion de la puissance réactive ; <i>(aucune étude d'application)</i>
Gestion des limites de transport entre les sous-systèmes de la région	OH Policy 4 C & D → DACF (phase de programmation), gestion du critère de sécurité N-1 (gestion des congestions opérationnelles) ; <i>Le mécanisme de marché et les aspects économiques liés à la gestion des congestions n'entrent pas dans le cadre des règles de l'UCTE, qui sont définis dans les Guidelines sur la gestion des congestions.</i>
Coupures électriques	OH Policy 5 B → Fonctionnement du système dans des conditions peu sûres
Exploitation commune avec d'autres systèmes synchrones	<i>Aucun équivalent direct dans l'OH</i>
Rétablissement du système après une panne	OH Policy 5 B → Rétablissement du système après une panne

Règles de fiabilité et de sécurité	Mise en œuvre dans l'OH de l'UCTE et autres cadres de l'UCTE
Formation	OH <i>Policy</i> 5 A → La formation des gestionnaires de réseau doit être faite régulièrement OH <i>Policy</i> 8 (projet) → Formation opérationnelle
Conditions générales requises et énoncées	(uniquement les spécifications générales) OH <i>Policy</i> 1 → Fréquence nominale, définition et conditions d'exploitation (plages de fréquence) ; OH <i>Policy</i> 3 → Plage des valeurs de tension dans des conditions normales ; (principalement définie par les codes de réseau des GRT ou par la réglementation nationale)
Conditions de raccordement des centrales électriques	(uniquement les spécifications générales) OH <i>Policy</i> 1 → Caractéristique du régulateur de fréquence-puissance ; OH <i>Policy</i> 5 → Capacités de redémarrage après écroulement, exploitation domestique (principalement définies par chaque code du réseau des GRT ou par la réglementation nationale)
Infrastructure de communication	OH <i>Policy</i> 6
Règles de gestion des données	OH <i>Policy</i> 7
Accord d'échange de données entre les GRT	<i>Policy</i> 4 Architecture URTICA

Outre et au-delà de l'évaluation des spécificités de l'application des règles de fiabilité et de sécurité opérationnelle de l'OH de l'UCTE, le groupe de travail de l'EREGG concernant l'exploitation du système électrique a également réalisé une évaluation de l'application des règles inscrites dans les trois premières *polícies* de l'OH de l'UCTE étant donné qu'elles étaient déjà appliquées avant même que l'OH n'entre en vigueur. Cette évaluation inclue également quelques pays hors-UCTE afin d'obtenir des résultats plus faciles à comparer et plus nombreux.

Dix-sept pays ont été concernés par cette standardisation : l'Autriche, la Belgique, le Danemark (ouest), l'Espagne, l'Estonie, la Finlande, la France, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la Slovaquie, la Slovénie, la République tchèque et le Royaume-Uni. Même si les règles ont pu légèrement évoluer après la première version de l'OH, les divergences dans l'application qui en est faite demeurent, en général. Les résultats de cette évaluation ne sont pas détaillés dans le présent document, seules les conclusions concernant les thèmes nécessitant des améliorations sont brièvement résumées :

1. Mise à disposition et mise en œuvre des réserves requises pour le réglage fréquence-puissance
2. Critères de sécurité en général et critère de sécurité du *N-1* en particulier
3. Aspects de la stabilité
4. Echange d'informations entre les gestionnaires des zones de contrôle (GRT)
5. Coordination et coopération en cas d'urgence et états opérationnels critiques<sup>29</sup>
6. Procédures de rétablissement

<sup>29</sup> Selon la définition de Fink & Carlsen, largement acceptée, les états opérationnels du système électrique, comprennent l'état normal, l'état d'alerte, l'état d'urgence, l'état critique et le rétablissement.

Ces thèmes font référence aux problèmes qu'il est nécessaire de résoudre prioritairement pour assurer la sécurité opérationnelle du système électrique dans lequel des divergences importantes et injustifiées ont été identifiées lors de l'application des règles dans les différentes zones de contrôle.