

La sécurisation du système électrique français après les tempêtes de décembre 1999

En raison du coût des dommages causés au système électrique lors des tempêtes des 26 et 28 décembre 1999, mais aussi d'une certaine image du service public, il s'imposait de réexaminer soigneusement le niveau de sécurisation des éléments du système face à du « jamais vu » en violence et en étendue. S'il appartient bien à l'Etat d'imposer une pénalité tarifaire en cas de défaillance prolongée et d'en arrêter les modalités, il lui revient aussi de dire l'ordre de grandeur ainsi que la durée du programme qu'il souhaite voir réalisé, en donnant, si besoin est, un guide général d'investissement pour chaque grande composante du système électrique.

par **Gérard Piketty**
Ingénieur général des Mines

Les tempêtes des 26 et 28 décembre 1999, par leur violence conjuguée à l'étendue de leur impact, ont privé d'électricité une gran-

de partie du pays. Plusieurs semaines ont été nécessaires pour réparer, fût-ce sommairement, les ruines et avaries causées aux réseaux de grand transport et de distribution et rétablir une fourniture normale aux usagers.

L'ampleur de cette défaillance a été jugée d'emblée inacceptable par les pouvoirs publics au nom de la continuité du bon fonctionnement de l'Etat ainsi que de la sécurité publique.

Bien entendu, en raison du coût des dommages causés

au système mais aussi d'une certaine image de marque du service public, elle a également conduit les opérateurs élec-

triques, et tout particulièrement EDF, à réexaminer soigneusement le niveau et les modalités de sécurisation des divers éléments du système électrique face à du « jamais vu » en violence et surtout, répétons-le, en étendue.

La question du rôle respectif des pouvoirs publics et des opérateurs s'est trouvée posée à nouveau. J'ai été chargé par le Secrétaire d'Etat à l'Industrie d'éclairer le problème et de lui faire toutes recommandations utiles sur la conduite à tenir pour ce qui le concerne. Claude Trink, ingénieur en chef des mines, a pris une part importante dans ce travail auquel a également collaboré Renaud Abord de Châtillon, ingénieur général des mines.

L'effort de sécurisation envisageable

Dès l'abord, il nous a semblé indispensable de circonscrire, fût-ce approximativement, le volume de l'investissement que la collectivité pouvait économiquement consentir à des fins de sécurisa-

tion face à ce type de risque d'une ampleur sans précédent mais d'une probabilité *a priori* extrêmement faible. Deux données y étaient nécessaires : d'une part une évaluation du coût pour la collectivité d'un événement de ce type, de l'autre la probabilité ou durée de retour qui peut lui être attachée.

La première additionne le coût de la réparation des dommages causés au réseau, qui est connu avec précision (près de 9 milliards de francs) (1), et le

L'ampleur de la défaillance a été jugée inacceptable par les pouvoirs publics au nom de la continuité du bon fonctionnement de l'Etat ainsi que de la sécurité publique

coût de la défaillance du réseau pour la collectivité. Ce dernier peut être appréhendé globalement à partir d'enquêtes auprès

des usagers. Les études et enquêtes menées par EDF le chiffrent au voisinage de 60 F/kWh non distribué. Au total, le coût pour la collectivité de l'impact électrique des deux tempêtes peut être estimé au voisinage de 40 milliards de francs. Ce chiffre inclut une majoration liée au moment très favorable d'occurrence de la première et, dans une moindre mesure, de la deuxième tempête : peu de monde dans les rues au petit matin du lendemain de Noël, trêve des confiseurs, mise en alerte des dispositifs de secours dans le cadre du passage à l'an 2000.

L'évaluation de la durée de retour est beaucoup plus problématique.

A s'en tenir aux chroniques d'origines diverses sur l'ampleur des dégâts causés aux forêts (volume de chablis, c'est-à-dire de bois mis à terre), on est, et de loin, dans un jamais vu depuis le début le XVII^e siècle en France et le XIX^e siècle

(1) - Dont 7,5 GF au niveau de la distribution (moyenne et basse tension), 1 GF au niveau du grand transport et moins de 300 MF au niveau de la production ; ces chiffres incluant la reconstruction, dans certains cas provisoire, des ouvrages détruits.

en Europe occidentale, ceci donnant à penser qu'on est face à un événement d'une durée de retour nettement supérieure à 100 ans.

Les séries météorologiques fiables ne datent que de 1949 pour les vitesses de vent « moyennes » et seulement de 1981 pour les vitesses maximales instantanées qui, pour le présent problème, sont les seules utiles.

Par ailleurs on observe une forte variabilité climatique interdécennale.

Autant dire que les séries de données accumulées ne permettent guère aujourd'hui d'approcher de façon scientifiquement fiable, la durée de retour d'un phénomène aussi peu probable.

A cela s'ajoutent les modifications que pourrait induire le renforcement de l'effet de serre sous l'effet d'émissions rapidement croissantes de gaz à effet de serre dues à l'activité humaine.

En mars 2000, dans une déclaration commune, les principaux scientifiques français compétents, ont conclu de la façon suivante : « *Il n'est pas démontré que les événements*

récents (les tempêtes de 1999) soient le signe d'un changement climatique, mais quand celui-ci sera pleinement perceptible, il est très vraisemblable qu'il puisse s'accompagner d'une augmentation des événements extrêmes (sur l'Atlantique nord) ».

Finalement nous avons retenu par précaution une durée de retour comprise entre 50 et 100 ans ce qui signifie qu'un événement tel que celui de décembre 1999 aurait une chance sur quatre de se reproduire dans les 15 à 30 ans à venir. Partant alors des deux données, le calcul permet d'encadrer globalement l'investissement de sécurisation économiquement admissible sur le système électrique dans une fourchette actualisée de 15 à 20 milliards de francs.

On est très loin des quelques 350 à 400 milliards de francs que supposerait l'enfouissement quasi total des lignes aériennes des seuls réseaux de basse et de moyenne tension et donc d'une recommandation simpliste du type « *n'y a qu'à enfouir !* ».

L'institution d'une pénalité tarifaire en cas de défaillance

L'encadrement en volume de l'investissement global de sécurisation étant obtenu, il était alors important de cerner une méthodologie de définition et de sélection des dizaines de milliers d'opérations d'investissement élémentaires correspondantes, qui permette d'approcher l'optimum de protection face au risque encouru.

Il était d'emblée évident qu'il ne serait pas possible de s'appuyer sur des critères techniques précis pour sélectionner, hiérarchiser et définir correctement ces opérations élémentaires, l'environnement géographique et économique propre de chaque chantier conférant à chacun une spécificité au regard du risque.

Dès lors qu'aucune difficulté technologique sérieuse ne s'opposait à une meilleure sécurisation des éléments du réseau et que l'on était uniquement dans une problématique « coût -

efficacité », il nous est apparu que la logique qui devait inspirer la méthodologie était celle d'une pénalité adaptée aux coûts de la défaillance pour la collectivité, en cas de rupture prolongée de l'alimentation.

A défaut que les opérateurs ne incluent d'eux-mêmes dans leurs tarifs, l'Etat pourrait la leur imposer, puisqu'en dernier ressort, c'est le ministre qui approuve les tarifs de transport de l'électricité.

Il est intéressant de noter ici, qu'à l'occasion des tempêtes de décembre 1999, EDF a senti la nécessité de devancer cette question en consentant un « geste commercial » aux usagers encore privés de ses fournitures au 1^{er} janvier 2000. Celui-ci a pris la forme d'une dispense de paiement de l'abonnement annuel, occasionnant un coût de quelque 400 MF à l'établissement.

Quoiqu'il en soit, confrontés au risque d'une telle pénalité, les grands opérateurs pourraient alors s'en remettre sans appréhension à des décisions décentra-

lisées et proches du terrain pour faire le choix entre ne rien faire et risquer d'avoir à payer une pénalité, ou investir à un niveau tel que le risque d'avoir à payer une pénalité soit réduit voire supprimé.

En théorie, l'agrégat de ces décisions doit conduire à l'optimum global.

C'est cette voie, remettant radicalement en cause une invocation trop facile de la force majeure par les opérateurs, que nous avons proposé au ministre d'ouvrir. Elle a été effectivement inaugurée dans les nouveaux décrets tarifaires.

Cependant pour de nombreuses raisons, il n'a pas été possible, et de loin, de porter d'emblée cette pénalité au niveau requis par la théorie économique.

La nouveauté de l'approche, mais aussi les difficultés du calcul du coût pour la collectivité des principales situations de défaillance imaginables, ou enfin la question de la définition des bénéficiaires de la pénalité, ne le permettaient notamment pas dans l'état actuel des études sur cette question. Celles-ci devraient donc être poursuivies activement pour donner toute sa cohérence et son efficacité à cette approche.

Il est utile de noter que l'institution d'une pénalité tarifaire en cas de défaillance prolongée peut répondre à deux autres préoccupations :

- disposer d'un indicateur reflétant dans l'espace et dans le temps l'efficacité du travail fait dans les différentes régions tant pour sécuriser les circuits que pour assurer une réalimentation rapide en cas de défaillance ;

- disposer d'une réponse sociale vis-à-vis des usagers qui auraient exceptionnellement à subir une défaillance prolongée, puisqu'à l'évidence il serait hors de prix de penser sécuriser tous les circuits existants contre un risque aussi peu probable que les événements de décembre 1999.

Des guides généraux d'investissements

Dès lors que le niveau de la pénalité était insuffisant pour permettre à lui seul aux échelons décentralisés des grands opérateurs de cerner correcte-

ment les bonnes décisions (2), il convenait d'y ajouter quelques guides généraux d'investissement (3), définis pour chacun des trois grands composants du système électrique (haute tension, moyenne tension, basse tension).

Mis à part le cas particulier des petits distributeurs non nationalisés (DNN), la distinction de ces trois composants recoupait, en effet, à la fois des problèmes spécifiques et l'organisation générale des responsabilités :

- « RTE » nouveau gestionnaire du réseau de grand transport (haute et très haute tension) ;

- EGS, branche distribution d'EDF-GDF, pour la moyenne tension ;

- l'ensemble « organismes concédants – concessionnaire » au niveau de la basse tension.

Notre rôle a donc consisté au travers d'une vaste concertation :

- à cerner approximativement la répartition pertinente entre ces

trois composantes de l'enveloppe globale d'investissement, économiquement admissible ;

- à formuler le guide général d'investissement propre à chaque composante.

Sur le premier point, il faut avouer que cette répartition ne pouvait s'appuyer sur aucun calcul théorique. Seul était clair, au vu de l'analyse des dégâts et de leurs conséquences, le fait que l'effort principal devrait porter sur la moyenne tension (réseau à 20 kV).

Finalement, dans le cadre d'une enveloppe globale d'investissement économiquement justifiée d'une cinquantaine de milliards de francs (4), étalée sur 10 à 15 ans, un cheminement itératif a permis dans le cadre de cette concertation d'aboutir à la répartition suivante : une dizaine de milliards pour RTE (63 à 400 kV), 25 à 30 milliards pour la moyenne tension (20 kV), 10 à 13 milliards pour la basse tension.

Sur le deuxième point, les guides généraux se sont dégagés assez aisément au vu du retour d'expérience réalisé par EDF :

- pour le réseau de grand transport (63 à 400 kV), la règle générale est d'avoir en chaque nœud du réseau au moins une ligne sécurisée contre des vents

maximaux tels que ceux enregistrés en décembre 99 et dotée en particulier de dispositifs anti-cascade (un pylône d'arrêt tous les 5 km) ;

- pour les réseaux de moyenne tension, la règle générale est de traiter les zones boisées par enfouissement ou contournement aérien, du moins pour les ossatures du réseau et de rechercher pour celles-ci une meilleure optimisation (bouclage, augmentation du nombre d'ouvertures télécommandées) ; cette règle générale s'explique par le fait que les défaillances en décembre 1999 ont été principalement dues à l'interaction arbres – ligne ;

- pour la partie basse tension des réseaux de distribution, la règle générale est de convertir environ un tiers du linéaire aérien encore à conducteurs nus (150 000 km sur 600 000 au total),

en lignes aériennes isolées torsadées beaucoup plus résistantes aux chutes d'objets divers et présentant

des risques réduits d'atteinte à la sécurité des personnes en cas de mise au sol.

Ce programme devrait s'ajouter au programme de renouvellement des lignes les plus anciennes que met en œuvre le concessionnaire EDF. Ce programme concerne essentiellement les circuits à conducteurs nus et comporte systématiquement la conversion en circuits isolés-torsadés si ce n'est l'enfouissement. Bien qu'EDF entoure d'un flou certain – notamment vis-à-vis des collectivités concédantes – ce programme de renouvellement, on doit considérer que l'addition des deux programmes (renouvellement d'une part, sécurisation de l'autre) devrait conduire en dix ans, en basse tension, à la disparition des circuits aériens à conducteurs nus. Comme un effort important est engagé par ailleurs pour améliorer l'esthétique des réseaux, notamment par l'enfouissement et qu'il serait absurde de convertir un circuit à conducteurs nus en circuit isolé-torsadé aérien pour décider de l'enfouir quelques années plus tard, nous avons donc recommandé que, dans le cadre d'un programme étalé sur 15 ans au lieu de 10 et grâce aux soutiens financiers déjà prévus à

cet effet pour l'électrification rurale (FACE), la disparition des circuits à conducteurs nus fasse place autant qu'il est possible (5), à des circuits enfouis.

A la différence de ce qui concerne le grand transport ou les réseaux de moyenne tension où EDF ou RTE décident, seuls, des investissements à faire (6), le choix précis des circuits à sécuriser ainsi que des techniques afférentes (aérien isolé-torsadé ou enfouissement) doit, en distribution basse tension et en zone rurale, résulter d'une concertation entre EDF et les collectivités concédantes qui ont le dernier mot.

Il peut en résulter en matière de sécurisation, face à des risques du type de ceux envisagés ici, une situation peu lisible par l'usager.

Archivage, financement et révision périodique du programme

De grands événements naturels comme ceux de décembre 1999 sont, nous l'avons dit, très peu probables.

Il y a donc un risque élevé que, le moment de frayer passé, on oublie rapidement ce qu'il impliquerait de faire pour mieux s'en protéger, car cet effort est coûteux.

Face à un programme d'investissements de sécurisation d'une cinquantaine de milliards de francs, étalé sur 10 à 15 ans et composé de dizaines de milliers de chantiers élémentaires, nous avons donc souligné l'impérieuse nécessité de mettre en place, dès le début de sa mise en œuvre, un archivage adéquat de tous ces chantiers à venir dans un système informatisé géographique (SIG) *ad hoc*.

Seul un tel système permet en effet de suivre correctement la progression de la mise en œuvre du programme et de

(2) – C'est-à-dire la localisation et l'ampleur des différentes opérations d'investissement et / ou les dispositions de gestion de crise propres à éviter des défaillances prolongées.

(3) – N'excluant nullement des règles internes de gestion que les opérateurs pourraient s'imposer en matière de réalimentation rapide suite à des défaillances.

(4) – Compte tenu de l'actualisation.

(5) – Il y a évidemment des zones où l'enfouissement est inenvisageable.

(6) – Hormis sur le territoire des distributeurs non nationalisés.

gérer correctement les soutiens financiers publics apportés à cet effet. Seul, il permet au gouvernement de répondre devant l'opinion de son action au cas où, par malheur, dans le cadre du jeu toujours possible des probabilités, un événement de cette gravité devait survenir de nouveau dans les quelques années qui viennent.

La concertation avec les différents acteurs concernés a permis de fixer les lignes principales de son cahier des charges ainsi que de définir les obligations de chacun dans sa mise en place, dans sa mise à jour, dans les synthèses à fournir périodiquement aux pouvoirs publics.

En particulier, comme il est absurde de prétendre figer rigidement le contenu de ce programme sur 15 ans, une procédure de révision périodique a été prévue dans le respect des enveloppes globales, des règles générales et de la mise à jour de l'archivage dans le SIG. Le financement de ce programme devra être trouvé par un ajustement des tarifs d'usage des réseaux.

Pour la partie des tarifs correspondant à l'usage du réseau de grand transport géré par RTE, la hausse serait comprise entre 3 et 4 %.

Pour la partie correspondant à l'usage de réseaux de moyenne tension, l'impact pourrait avoisiner 9 %.

Pour la partie basse tension des réseaux de distribution, la question est moins évidente puisqu'il y a deux régimes de financement très différents suivant que l'on est ou non en zone d'électrification rurale.

Hors de cette zone, les investissements sont intégralement à la charge du concessionnaire EDF (7).

Dans cette zone, les investissements de renouvellement sont à la charge du concessionnaire tandis que les investissements d'extension, de renforcement et d'amélioration de l'esthétique des circuits existants sont à la charge des collectivités concédantes. Celles-ci disposent de soutiens financiers importants mis en place à partir du fonds d'amortissements des charges d'électrification rurale (FACE) ou des conventions générales liant collectivités concédantes et concessionnaire public obligé.

Ces soutiens réduisent globalement à moins de 10 % le ticket modérateur à la charge des premières.

Le FACE est, en fait, un mécanisme de financement des distributions rurales par les distributions urbaines. Il dispose de près de 2 GF/an, dont près de 1,5 GF pour les travaux d'extension ou de renforcement (tranche dite A-B) et un peu plus de 500 MF pour l'amélioration esthétique des lignes (tranche dite C).

Or les travaux de renforcement concernent très largement des circuits anciens aériens à fils nus.

Il apparaît donc que le programme recommandé, qui requerrait un soutien du FACE d'un peu plus de 500MF/an s'il le cofinance, peut effectivement rentrer dans les enveloppes disponibles, si besoin est par une réorganisation faisable des priorités dans les affectations du fonds.

Constatant en outre qu'il est souvent judicieux d'une part d'enfouir à l'occasion du renforcement, d'autre part de renforcer sans lésiner les lignes avant de les enfouir et qu'ainsi renforcement et protection esthétique sont inextricablement liés, nous avons préconisé, sur la base d'une recommandation insistante du Conseil général des mines, la fusion des tranches A-B et C du FACE.

Cette fusion est maintenant d'autant plus logique, qu'à la suite d'une autre recommandation de ce Conseil en 1999, les taux de soutien des deux tranches ont été unifiés à 65 %.

Les responsabilités de l'Etat

Il apparaît, au terme de l'analyse, qu'il appartient bien à l'Etat, représenté par le ministre chargé de l'Industrie :

- d'imposer une pénalité tarifaire en cas de défaillance prolongée et d'arrêter les modalités de son utilisation ;
- mais aussi de dire l'ordre de grandeur du programme qu'il souhaite voir réalisé ainsi que sa répartition entre les trois grandes composantes du système, puisqu'il est aujourd'hui encore impossible d'amener la pénalité au niveau nécessaire pour amener à soi seul de façon optimale l'investissement nécessaire au niveau économiquement justifié ;

La logique qui devait inspirer la méthodologie était celle d'une pénalité adaptée aux coûts de la défaillance pour la collectivité, en cas de rupture prolongée de l'alimentation

- de dire la durée sur laquelle il lui paraît raisonnable d'en étaler la réalisation ;

- de donner, si besoin est, un guide général d'investissement pour chaque grande composante du système électrique ;

- de s'assurer de l'archivage par les opérateurs du programme détaillé, opération par opération, dans un SIG *ad hoc* ;

- de modifier de façon adéquate la structure et les règles d'utilisation du FACE ;

- de veiller à ce que les tarifs de transport proposés par la Commission de régulation de l'électricité (CRE), qu'il doit approuver, prennent bien en compte l'impact du programme de sécurisation ; la CRE, chargée notamment de favoriser l'ouverture du marché au moyen de tarifs de transport les plus bas possibles, n'est, en effet, naturellement pas portée à les alourdir par des charges qu'elle pourrait juger inopportunes en matière de sécurisation face à des risques très peu probables, si le ministre n'indique pas le cadrage politique de l'action souhaitée par l'Etat en la matière.

Il ne convient pas en revanche, que le ministre engage sa responsabilité sur des contenus techniques (investissements, normes) au-delà de ce qui est strictement nécessaire pour assurer la sécurité des personnes et des biens.

Les arrêtés techniques actuels relatifs à la construction des lignes électriques vont bien au-delà de ce minimum. Ils prêtent de ce fait à des confusions de responsabilité entre Etat et opérateurs qu'il conviendrait de réduire. L'expérience montre, en effet, que les opérateurs peuvent s'estimer, ici ou là, protégés par ce qu'ils considèrent comme une norme et qui ne sont que des prescriptions minimales dont la nécessité n'est plus évidente aujourd'hui.

Un mot doit être dit, pour terminer, sur la situation particulière des distribu-

(7) - Si l'on ne se trouve pas sur le territoire des distributeurs non nationalisés qui subsistent.

teurs non nationalisés (DNN) face à ce type de risque.

Exerçant leurs activités sur des périmètres très limités, ils sont exposés à subir des dommages proportionnellement beaucoup plus importants que ceux subis par EDF ou RTE, s'ils sont situés dans la zone d'impact de tels événements naturels.

Lors des tempêtes de 1999, ESG, DNN opérant en Gironde, a ainsi connu une situation critique conduisant à une prise de contrôle par EDF.

Sauf à remettre la survie de ces entreprises au hasard, alors qu'il s'agit le plus souvent d'entreprises moyennes très efficaces parce que beaucoup plus proches du terrain que ne peut l'être l'opérateur historique, il serait normal que des dispositifs de péréquation adéquats les mettent à égalité avec ce dernier face aux conséquences de ces événements ou à la prévention des risques correspondants. De même serait-il normal qu'elles puissent, comme n'importe quel centre de distribution d'EDF, bénéficier en cas de coup dur, de la solidarité des centres non touchés ou peu touchés.

Trois observations finales

Trois observations méritent de compléter ce panorama.

Tout d'abord, nous n'avons envisagé le problème que sous l'angle économique pour cerner le montant justifié de l'investissement global supplémentaire de sécurisation du système électrique. Il est sûr qu'une fois réalisé le programme

recommandé, le gouvernement ne se retrouvera plus, et de loin, devant un sinistre aussi étendu en matière d'alimentation électrique des usagers publics ou privés, en cas de nouvelle occurrence d'un événement naturel de l'ampleur et de la violence de ceux de décembre 1999. Le gouvernement est naturellement légitime à imposer d'aller au-delà de cet effort s'il le juge nécessaire au vu des responsabilités d'ordre public ou de sécurité qu'il exerce et qui échappent ou se prêtent mal à l'évaluation économique. Nous n'étions pas armés pour en juger et lui faire des recommandations en ce sens. Il reste que l'outil de base pour lui permettre d'en juger concrètement résidera dans l'archivage détaillé du programme d'investissements à réaliser sur 15 ans, tel que nous l'avons recommandé en toute priorité.

Deuxième point, un dispositif d'intervention rapide, efficace dans des sinistres de grande ampleur tels que celui de décembre 1999, est un élément non négligeable de la sécurisation du système électrique. Il s'insérerait bien dans la logique de mise en place d'une pénalité qui, d'après nos recommandations, ne commencerait à jouer qu'au delà de six heures de défaillance. Nous n'avons pas examiné cette question dans notre rapport, considérant qu'elle ne correspondait pas réellement à la demande du ministre et surtout que,

Les programmes de renouvellement et de sécurisation devraient conduire en dix ans, en basse tension, à la disparition des circuits aériens à conducteurs nus

s'insérant intimement dans l'organisation d'exploitation des opérateurs, ceux-ci détenaient seuls les clefs de la réponse à lui donner et étaient suffisamment incités par ailleurs à le faire, surtout dans la perspective de la mise en place progressive d'une pénalité tarifaire.

EDF a effectivement réagi fortement dans ce sens en mettant en place une force d'intervention rapide (FIRE) déterminée par un objectif « 80 – 24 / 95 – 5 », c'est-à-dire 80 % de réalimentation dans les 24 heures et 95 % dans les cinq jours. Le dimensionnement des moyens de ce dispositif est à l'évidence lié à l'ampleur et aux caractéristiques du programme d'investissements de sécurisation des réseaux tel que nous l'avons proposé au ministre.

Enfin, troisième observation, notre rapport a fait le point du coût de l'enfouissement des lignes par rapport aux coûts des circuits aériens. La différence va d'un facteur 2 à un facteur 5 et plus

pour la très haute tension, les coûts les plus voisins étant observés en moyenne tension. Nous ne nous sommes pas appesantis ici sur cette

question non déterminante au regard des objectifs de cet exposé déjà long. Le lecteur trouvera, au besoin, les précisions souhaitées en se reportant directement au chapitre V du rapport « complémentaire », mis en ligne sur : « www.cgm.org ».