

Zeitschrift: Bulletin technique de la Suisse romande
Band: 101 (1975)
Heft: 7

Artikel: L'exploitation automatique des réseaux électriques
Autor: Poncelet, R.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-72549>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 18.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

L'exploitation automatique des réseaux électriques

par R. PONCELET, Bruxelles

1. Les qualités du service¹

1.1 Introduction

La fourniture d'énergie électrique au consommateur apparaît plus comme la mise à disposition d'un service que comme la livraison d'un produit. En effet, dans la plupart des pays existe l'obligation de fourniture à tous les utilisateurs, dans les mêmes conditions pour tous. Chacun peut demander la fourniture d'une puissance quelconque, dans des limites cependant fixées au préalable. Le contrôle est très souple et généralement fait à postériori ; exemple : le paiement est effectué après la consommation.

Le prix dépend de la qualité du service exigé par l'utilisateur, car plus elle est élevée, plus grandes doivent être les dépenses d'investissement et d'exploitation. On peut dire à la limite qu'une qualité parfaite exigerait des investissements infinis.

Les appareils utilisant l'énergie électrique ne fonctionnent correctement que si la tension et la fréquence restent voisines de valeurs définies et que si les interruptions de service ne sont pas trop fréquentes.

Les variations de la fréquence entraînent des variations de vitesse, donc de couples dans les moteurs, et des variations d'induction, donc de pertes dans les circuits magnétiques. La superposition d'harmoniques ou de sous-harmoniques engendrés par certains appareils augmentent les pertes dans les réseaux et aussi les contraintes diélectriques de certains isolements.

Les variations de tension nuisent au rendement des applications lumineuses, thermiques et mécaniques de l'énergie électrique. Si ces variations se font par sauts brusques (flicker), leur répercussion sur l'éclairage entraîne une fatigue pour la vue.

Les interruptions de service occasionnent une gêne pour les usagers, gêne parfois purement psychologique, mais souvent matérialisée par les dégâts coûteux dans les produits fabriqués par certaines industries.

Dans le cadre de ce cours, il sera uniquement question des méthodes d'exploitation d'un réseau existant, dans une optique à court terme : l'heure, la journée ou la semaine au plus. Dans cette optique, l'état du réseau (c'est-à-dire la composition du parc de production, des moyens de transport et des charges) est connu ou prévisible de manière déterministe avec une précision satisfaisante. Des écarts aléatoires de charge de même que des déclenchements sur incident de groupes, de transformateurs ou de lignes peuvent cependant se produire et il convient d'en tenir compte.

1.2 Qualités de la fréquence

La fréquence sous laquelle se fait la fourniture d'énergie électrique doit être constante, pure et optimale.

Il ne sera rien dit de la troisième qualité. Il est bien évident que chaque application conduirait à la définition d'une

fréquence optimale, mais que les économies obtenues par l'interconnexion des centrales imposent une fréquence unique : 50 ou 60 Hz.

La suppression ou tout au moins la réduction des harmoniques de tension ou de courant ne relève pas de l'exploitation telle qu'elle a été définie plus haut.

La constance de la fréquence est fonction de l'équilibre permanent entre la charge et la production. Cette charge subit des variations lentes qui se reproduisent à peu de chose près d'un jour à l'autre et des variations rapides (et même brusques) de caractère essentiellement aléatoire. En cas de variation de charge, le déséquilibre des puissances est compensé par prélèvement sur l'inertie des groupes tournants, ce qui entraîne un ralentissement (ou une accélération de ces groupes et donc une baisse (ou une augmentation) de la fréquence. Cette variation de fréquence entraîne une variation de même signe de la charge du réseau et, dans une mesure nettement moindre, de la production des groupes (à ouvertures des vannes constantes). Un nouvel état d'équilibre peut être atteint, mais il présente un écart de fréquence souvent trop important et gênant, notamment en cas de variation brusque. De ce fait, une régulation automatique agissant sur l'ouverture des vannes doit être prévue.

Les variations de fréquence ont des conséquences sur les charges et sur le réseau lui-même. Si l'influence sur les charges statiques est nulle, une variation de fréquence du réseau entraîne une variation de vitesse des moteurs, donc des charges tournantes entraînées. On définit un facteur d'influence liant les variations relatives de puissance consommée et de fréquence :

$$i_a = (dP/P)(df/f).$$

Ce facteur atteint 10 pour certains groupes centrifuges. Cependant, pour l'ensemble du réseau, il est de l'ordre de 1,5 à 2. Une variation de fréquence de 1 Hz (2 %) est considérée comme très importante, elle fait varier la charge de 4 % environ.

Les répercussions des variations de fréquence sur le fonctionnement des réseaux sont de deux ordres.

Dans les circuits magnétiques, essentiellement les transformateurs, une baisse de fréquence à tension constante s'accompagne d'une augmentation de flux donc, comme les circuits magnétiques travaillent au début du coude de saturation, d'une augmentation de la saturation qui peut être notable (d'où pertes et harmoniques).

Il importe d'assurer, dans un réseau interconnecté, une répartition stable de la production entre les groupes de manière à éviter la surcharge ou l'instabilité de l'un d'entre eux ou la surcharge d'une ligne. La puissance fournie par un alternateur de force électromotrice interne E_0 débitant au travers d'une réactance X dans un réseau à tension V , vaut :

$$P = \frac{E_0 V}{X} \sin \Theta$$

où Θ est l'angle entre les deux vecteurs E_0 et V , c'est-à-dire l'intégrale de la différence de fréquence (ou de vitesse) entre l'alternateur et le réseau.

¹ Ce chapitre est largement inspiré de l'ouvrage de R. PÉLISIER [1]. Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie en fin d'article.

1.3 Qualités de la tension

Les qualités de tension nécessaires aux différents points du réseau ne sont pas les mêmes. En effet :

- l'utilisateur a besoin d'une tension :
 - dont la valeur moyenne est proche de la tension nominale de ses appareils ;
 - dont les variations lentes et rapides restent faibles ;
- l'exploitant du réseau doit maintenir la tension à tout point entre deux limites fixées avec plus ou moins de précision :
 - une limite haute imposée par la tenue diélectrique des isolants, par le risque de réamorçage entre les contacts des disjoncteurs lors de leur ouverture et par les surcharges (donc les échauffements dangereux) de certains appareils (condensateurs, inductances shunt, transformateurs, etc.) ;
 - une limite basse imposée par le pouvoir de coupure des disjoncteurs, par l'accroissement des pertes de transport :

$$P_J = RI^2 = \frac{RS^2}{U^2}$$
 et aussi par la sensibilité de certains appareils (puissance réactive fournie par les condensateurs).

La politique de réglage de la tension doit donc pouvoir être différente pour le réseau de transport (pas d'usager direct), pour les réseaux de répartition (pas d'usager direct, mais des usagers industriels ayant leur propre transformation, assez nombreux pour justifier un partage de l'effort de réglage) et pour les réseaux de distribution (les usagers directs *MT* et *BT* justifiant un « bon » réglage de la tension).

Il ne sera rien dit de plus ici sur le réglage de la tension dans les réseaux de distribution. Le lecteur est prié de se reporter à l'ouvrage déjà cité de R. Pélissier [1].

Le réglage du plan de tension dans les réseaux de transport et de répartition est directement lié à la répartition de la production et de la consommation de la puissance réactive, puisque c'est surtout la circulation de cette dernière qui crée les chutes de tension. Cette répartition résulte d'un calcul d'optimum économique visant à minimiser le coût de la production et du transport de l'énergie réactive tout en respectant les contraintes du plan de tension dont il a été question plus haut et qui peuvent être fixées de manière plus précise en exploitation pour éviter que les régleurs en charge, situés à la frontière entre transport et distribution, n'arrivent à butée. Ce problème peut être considéré en même temps que celui de la répartition optimale de la production de puissance active (dispatching économique) comme indiqué lors de la quatrième séance de ce cycle. Le principe général est de réduire le plus possible les transits de puissance réactive, ce qui s'obtient en faisant appel :

- aux alternateurs synchrones, capables de produire ou de consommer de l'énergie réactive suivant qu'ils sont sur ou sous-excités,
- aux batteries de condensateurs statiques, placés dans les réseaux de distribution, près des charges,
- aux inductances shunt,
- aux compensateurs synchrones,

et au réglage du rapport des transformateurs qui, s'il ne produit pas de puissance réactive comme les moyens déjà cités, permet d'ajuster la circulation de puissance réactive dans les boucles d'un réseau maillé.

1.4 La continuité du service

L'énergie électrique n'étant pas accumulable directement, une capacité de production suffisante et le maintien d'une liaison saine entre les sources d'énergie et le consommateur doivent être assurées. Deux causes principales peuvent s'opposer à cet idéal : la variation de la consommation et les incidents.

Depuis longtemps, les planificateurs des réseaux se sont préoccupés de minimiser les investissements pour un risque de non-fourniture donné. Plus récemment s'est introduit le concept du coût implicite de la défaillance qui attribue à l'énergie non fournie par suite de l'indisponibilité des moyens de production ou de transport (que ce soit à cause d'un écart dans la prévision de la charge, ou de l'entretien normal ou la réparation après incident d'un matériel), un coût bien supérieur à celui facturé au client. On espère ainsi atteindre un optimum pour l'ensemble producteur-consommateur [2], [3]. Mais si l'amélioration de la qualité est liée à l'utilisation judicieuse des investissements, elle dépend également fortement des méthodes de conduite.

En marche normale, les variations journalières de la consommation peuvent être prédéterminées avec une précision assez grande. Les prévisions que l'on établit tiennent compte de facteurs très divers : période de l'année, jour de la semaine, climat, incidents météorologiques, retransmission par la TV de rencontres sportives, etc. Il appartient au dispatching de répartir judicieusement la consommation ainsi prévue entre les différentes centrales pour assurer l'optimum économique. Il ne peut évidemment le faire que si le planificateur a, par exemple, doté le réseau d'une capacité de production suffisante. S'il s'agit effectivement d'une défaillance du système de production qui ne peut être évitée par la remise en marche de vieilles usines, la marche en surcharge de certains matériels, la baisse générale de la tension ou le secours que peuvent assurer les interconnexions avec les réseaux voisins, les coupures à prévoir auront des durées voisines de l'heure ou de plusieurs heures, mais dans ce cas on fera une sélection entre les usagers qu'on peut « couper » et ceux qu'il faut chercher à maintenir.

Les avaries de matériel sont inévitables dans un réseau. Elles peuvent affecter tant les moyens de production que de transport et de distribution. En fonctionnement normal, le courant électrique est maintenu dans les conducteurs (cuivre, aluminium) par un isolant (air, huile, porcelaine, etc.). Les propriétés isolantes de l'air peuvent être réduites par la présence entre pièces sous tension de corps étrangers (oiseaux, branches d'arbre...) ou par ionisation (coup de foudre, incendies). Les propriétés isolantes des matériaux organiques peuvent être réduites par le vieillissement ou les contraintes électriques (surtensions), thermiques et mécaniques. La surface des isolateurs est sensible au brouillard, à l'air marin, aux poussières industrielles. Il importe de prendre des mesures afin de réduire la fréquence et les effets des incidents, en rendant les défauts plus rares et en limitant dans le temps et dans l'espace les interruptions de service [4]. Ceci peut être atteint :

1. En prenant toutes les mesures préventives nécessaires lors de la construction du matériel, lors de la conception des réseaux (coordination des isolements, installation de parafoudres...) et de leur exploitation (régénération des huiles, nettoyage des isolateurs, etc.). La mise hors service pour entretien d'un élément de réseau radial entraîne une coupure de la clientèle, sauf si des techniques de travail sous tension sont utilisées.

2. En limitant les effets immédiats des courants de défaut :
 - a) en réduisant leur valeur par une architecture adéquate du réseau ;
 - b) en calculant les éléments du réseau afin de leur permettre de résister « suffisamment longtemps » aux sollicitations thermiques et mécaniques dues aux courants de défaut.
3. En éliminant le plus rapidement possible l'élément défectueux et lui seul par une protection sélective adéquate combinée à des disjoncteurs de pouvoir de coupe suffisant.
4. En limitant les inconvénients liés à la perte de l'élément défectueux
 - par le réenclenchement rapide ou lent des disjoncteurs si le défaut est fugitif, ce qui est très fréquent.
 - En faisant en sorte que l'on dispose en permanence d'une réserve de production et de transport pour éviter l'amorçage du processus d'aggravation en chaîne dont il est question plus loin, c'est du ressort du dispatching.
5. En limitant les perturbations dynamiques dues au défaut.

Les avaries des matériels des réseaux de transport (maillés) ne provoquent généralement pas d'interruption de service ou des interruptions très brèves. Cependant, si l'avarie affecte un matériel important (transformateur ou disjoncteur) d'un grand poste, certaines charges peuvent rester non alimentées pendant plusieurs heures. Dans les réseaux (radiaux) de distribution, les interruptions dues à des avaries de matériel ont souvent des durées de plusieurs heures, mais la plupart des défauts s'éliminent rapidement, soit spontanément, soit après un déclenchement suivi d'un réenclenchement. D'après les statistiques françaises, la durée cumulée des coupures va de 50 à 500 minutes par an pour la clientèle industrielle (*MT*), durée dans laquelle le réseau haute tension n'intervient que pour 5 à 20 minutes.

Il arrive qu'un incident se produisant dans certaines circonstances particulières engendre un processus d'aggravation en chaîne dont l'aboutissement, en l'absence de protection appropriée, est l'arrêt complet du réseau. Les causes susceptibles d'engendrer un tel processus d'aggravation correspondent à l'un ou à plusieurs des cas suivants (repris textuellement de [5]) :

- « a) défaillances importantes se succédant à des intervalles trop rapprochés pour que les surcharges qu'elles provoquent puissent être éliminées en temps voulu par les dispatchers ;
- b) défauts sur les jeux de barres des postes importants (ou défauts mal ou trop tardivement éliminés) entraînant plusieurs défaillances simultanées ;
- c) défaut provoquant une perte du synchronisme entre les groupes de production d'une ou de plusieurs régions ;
- d) défauts se produisant lorsque les conditions de tenue de la tension sont mauvaises dans une ou plusieurs régions ;
- e) défaillance d'un réseau voisin entraînant une modification importante des transits et des surcharges excessives. »

Les processus d'aggravation pouvant entraîner l'effondrement d'un réseau « en château de cartes » sont extrêmement variés ; cependant, on peut schématiser l'enchaînement des perturbations suivant deux types d'incidents :

Dans le premier cas, le processus peut se déclencher par une défaillance importante des moyens de production entraînant une chute rapide de la fréquence et de la tension du réseau. Au-dessous de 46 Hz (parfois même au-dessous de 47 Hz) les auxiliaires des groupes thermiques ne sont plus capables d'assurer la marche à pleine puissance des groupes restés en service ; la réduction supplémentaire de production qui en résulte provoque une nouvelle baisse de la fréquence qui aggrave dangereusement la situation. Le processus ainsi amorcé aboutit rapidement à l'arrêt quasi total de tous les groupes dans une situation anarchique (déclenchement des auxiliaires, extinction des feux, arrêt manuel d'urgence, déclenchement par surcharge ou par minimum de tension, etc.). Parallèlement, les conditions de fréquence et de tension, les surcharges, les oscillations dues à la perte du synchronisme de groupes sont susceptibles de provoquer des déclenchements désordonnés de lignes ou de transformateursachevant la désorganisation du réseau de transport.

Dans le second cas, les incidents prennent naissance dans le réseau de transport lorsque, après un ou plusieurs déclenchements successifs, les ouvrages restant en service ne peuvent supporter les surintensités dues au report de charge. Les déclenchements se succèdent alors en cascade découplant le réseau en plusieurs zones. Dans les régions initialement importatrices, le processus de chute de fréquence va s'amorcer, tandis que dans les régions qui étaient exportatrices la montée de fréquence peut entraîner des déclenchements de groupes par survitesse ; une insuffisance de production peut s'ensuivre, provoquant comme dans l'autre cas une baisse de la fréquence. Des pertes du synchronisme entre régions peuvent s'amorcer comme dans les incidents du premier type et finalement la désorganisation risque de s'étendre rapidement à l'ensemble du système interconnecté.

Ces « incidents de réseaux » sont généralement limités et provoquent des coupures qui durent 10 à 20 minutes, parfois un peu plus longtemps localement. La panne qui a plongé New York dans le noir pendant 13 heures, dans la nuit du 9 au 10 novembre 1965, est très exceptionnelle. On peut noter que la durée de telles coupures est d'autant plus grande qu'elles affectent un réseau plus étendu, du fait de l'accroissement du nombre de manœuvres préliminaires nécessaires pour la reprise progressive du service.

C'est évidemment le rôle du dispatcher de prévoir et de faire effectuer toutes les manœuvres ou réglages qui permettent de limiter les conséquences des incidents et de reprendre la marche en parallèle et l'alimentation des charges si elles n'étaient plus assurées. Jusqu'il y a peu, on se fiait à l'intuition des opérateurs humains guidés (plus ou moins mal) par les informations trop ou pas assez détaillées, fournies par le système de télétransmission et par un code de manœuvre qui ne pouvait prévoir toutes les situations rencontrées dans la réalité et se limitait souvent à quelques règles très générales. L'évolution des réseaux va dans le sens d'une interconnexion de plus en plus étendue avec les aspects particuliers que constituent l'accroissement de la taille des groupes de production, l'utilisation de turbines de pointe à démarrage rapide, l'apparition de charges importantes variant très rapidement. Dans de telles conditions, la prise de décisions rapides par un opérateur humain placé devant une situation dont il maîtrise mal la complexité est de plus en plus malaisée. La nécessité d'incorporer l'évaluation de la sécurité d'alimentation dans la conception de l'exploitation automatisée des réseaux est ainsi apparue assez récemment. Une meilleure connaissance de l'état des réseaux, l'utilisation

de moyens automatiques de calcul et de réglage doivent permettre une exploitation dynamique plus proche des paramètres limites et éviter les pannes et la détérioration de la qualité du service [6]. C'est le but que s'est assigné le projet DESCARTES, actuellement en cours en Belgique [7]. Ce projet vise au « Développement et à l'Etude d'un Système de Conduite Automatique des Réseaux de Transport Electriques ». Il bénéficie de l'aide de l'Institut pour l'encouragement de la recherche scientifique dans l'industrie et l'agriculture (IRSIA). Y participent les sociétés d'électricité, deux bureaux d'études, un constructeur ainsi que LABORELEC (Laboratoire belge de l'industrie électrique) et l'Université libre de Bruxelles. Les grandes lignes de ce projet sont décrites au chapitre 3.

2. Conception d'ensemble de l'exploitation automatisée

2.1 Les états de fonctionnement d'un réseau

En lisant le premier chapitre, le lecteur a pu se convaincre de ce qu'un réseau se trouve toujours avant, pendant ou après un incident ou plus exactement *avant, pendant ou après* une période troublée.

Dy Liacco [8] a proposé de caractériser les différents états de fonctionnement d'un réseau de manière plus formelle en identifiant un certain nombre de conditions de bon fonctionnement qui peuvent s'exprimer sous la forme d'un ensemble de contraintes :

$$\begin{aligned} C_1(U, Z) &\leq 0 \\ C_2(U, Z) &= 0 \end{aligned}$$

où C_1 et C_2 sont des vecteurs de fonctions ;

U est l'ensemble des variables de commande par lesquelles il est possible d'agir sur le système ;

Z est l'ensemble des perturbations qui échappent au contrôle de l'exploitant ;

U et Z sont en général liés à X , le vecteur d'état, pour déterminer les équations de fonctionnement dynamique du système.

Dans un système énergétique, U représente par exemple le couple mécanique à l'arbre d'une turbine, la tension aux bornes d'un alternateur et Z représente la charge appelée, la défaillance d'un groupe de production, etc. Une condition $C_{1i}(U, Z) \leq 0$ est, par exemple, la limitation à une valeur donnée de l'écart de la fréquence du réseau par rapport aux 50 Hz. Et une condition $C_{2i}(U, Z) = 0$ impose la fourniture d'énergie à toute la clientèle « potentielle ».

Définition 1 : Un système est dit en fonctionnement normal si toutes les conditions $C_1(U, Z) \leq 0$ et $C_2(U, Z) = 0$ sont vérifiées. On parle d'*état normal* ou *préventif*.

Définition 2 : Si une au moins des conditions $C_1(U, Z) \leq 0$ n'est pas vérifiée, le système est en état d'*alerte* ou en *période troublée*.

Définition 3 : Si une au moins des conditions $C_2(U, Z) = 0$ n'est pas vérifiée, le système est en état de *charge partielle* ou en *période de reconstruction*.

Ces trois états peuvent être représentés schématiquement de la manière indiquée à la figure 1.

C'est en tenant compte de ces trois états que doivent être élaborés et mis en œuvre les principes de la conduite des systèmes énergétiques dont un des buts consiste évidemment à empêcher le réseau de quitter un état normal ou à l'y ramener le plus rapidement possible.

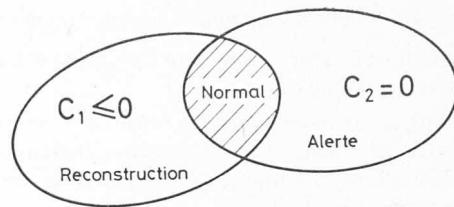


Fig. 1. — Les états de fonctionnement d'un réseau.

2.2 Conception d'ensemble de la conduite des réseaux

Dans l'*état normal*, la demande de tous les consommateurs est satisfaite en respectant des critères de qualité de tension et de fréquence. Il devrait en être ainsi indéfiniment au coût minimal. La fonction objectif à optimiser est donc essentiellement de nature économique. Il est cependant évidemment nécessaire de respecter certaines contraintes : par exemple, de ne faire fonctionner aucun élément au-delà de ses limites thermiques de sécurité. Mais cela implique également, et ceci est très important, que le système soit dans un état tel que si une perturbation se présente, il puisse, ou bien se retrouver dans un autre état normal, ou bien atteindre un état perturbé pour revenir spontanément ou plus vraisemblablement sous l'action des automatismes ou du dispatcher à un état normal sans passer par un état de charge partielle (fig. 2). C'est dans cet état qu'intervient la protection sélective dont le but est d'éliminer, le plus rapidement possible, l'élément défectueux, et lui seul, avant que les phénomènes dynamiques dont il a été question ne fassent passer le réseau dans l'état d'*alerte* puis de *reconstruction*. Mais ce n'est pas suffisant, car la défaillance d'un élément peut amorcer le processus d'*effondrement* décrit plus haut. Le contrôle de sécurité doit prévoir les conséquences d'une telle défaillance et prendre les mesures qui s'imposent. Son caractère est essentiellement défensif et préventif. Il intervient éventuellement comme contrainte dans l'optimisation économique.

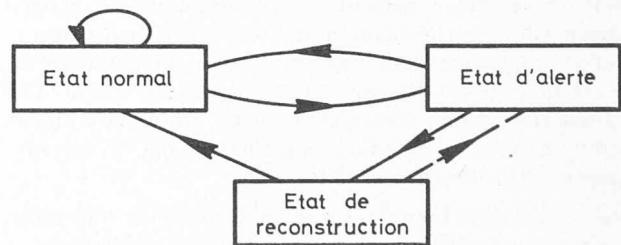


Fig. 2

L'état d'alerte apparaît lorsque la capacité (thermique) d'un élément est dépassée, lorsque la fréquence commence à décroître vers une valeur qui provoquera le décrochage des moteurs de puissance, ou lorsque les écarts angulaires entre les groupes prennent des valeurs qui conduisent à la perte de synchronisme. Le but du réglage doit consister à empêcher la dégradation de la situation, c'est-à-dire à ramener le système dans un état normal en minimalisant la perte de consommation. Les considérations économiques deviennent secondaires.

L'état de reconstruction se produit généralement après l'*état d'alerte*, lorsqu'une partie de la charge a été perdue (la fonction objectif de l'*état précédent* n'a pu être annulée). L'objectif du réglage consiste alors à minimiser la durée de l'interruption de la fourniture.

Un réseau considéré dans son ensemble est d'une part complexe, d'autre part étendu géographiquement. La connaissance de son état suppose l'existence d'un système de télétransmission très développé. Il est clair que, vu sa complexité, l'exploitation d'un réseau doit être diversifiée et décentralisée.

La réalisation d'un niveau unique de réglage est impossible pour les raisons suivantes :

1. Le problème est trop complexe et comporte trop de variables pour être traité analytiquement à un niveau.
2. La quantité d'information à fournir par l'instrumentation, à véhiculer par les moyens de communication et à traiter par calculateur, serait trop grande.
3. Même sans tenir compte de ces difficultés, il n'est pas recommandé de faire dépendre d'un seul système la sécurité de l'ensemble.

On conçoit qu'il faille diviser le système complet en sous-systèmes (ou fonctions) eux-mêmes décomposables : par exemple, la fonction importante de réglage de la fréquence et des échanges, la fonction de protection... Ces fonctions sont décomposées en plusieurs niveaux de commande visant un but particulier ; elles sont coordonnées pour obtenir la meilleure solution au problème général. La réalisation pratique de l'objectif de réglage d'une fonction dans chacun des trois états cités plus haut peut être obtenue d'après Lefkowitz [10], [11], par une hiérarchie de trois niveaux : niveaux de réglage direct, optimal et adaptatif.

- *Le réglage direct* ou premier niveau, est caractérisé par la rapidité des décisions logiques. Il est assuré *localement*, autant que possible à l'aide d'informations locales. Le réglage central intervient uniquement pour mettre en ou hors service des automatismes ou changer des paramètres.
- *Le réglage optimal*, ou deuxième niveau, cherche à optimiser le paramètre caractéristique de chacun des états. Ceci nécessite des calculs qui sont effectués dans un calculateur central, mais également localement pour l'optimisation de la marche d'un groupe thermique par exemple.
- *Le réglage adaptatif*, ou troisième niveau, détermine et ajuste les consignes, paramètres et logiques utilisés aux deux niveaux inférieurs. On n'envisage pas de rendre ce niveau entièrement automatique.

Une des fonctions essentielles de ce niveau sera de présenter l'information au dispatcher sous une forme aisément assimilable, à l'aider, éventuellement par des calculs « off-line », à maîtriser les perturbations qui n'auraient pas été prévues.

Cette décomposition permet de scinder en deux niveaux le traitement de l'information : un niveau local pour le contrôle direct et pour la transmission d'une partie des mesures (éventuellement déjà traitées) vers un niveau central.

2.3 Rôle des calculateurs et des automatismes

Les calculateurs et les automatismes doivent permettre une conduite plus sûre. Ils remplacent l'homme dans ce qui est fastidieux, trop complexe ou trop rapide pour lui. Ils sélectionnent et traitent les informations en provenance du réseau pour lui permettre de se faire une idée claire de la situation et de son évolution.

2.3.1 Au niveau du réglage adaptatif qui est presque entièrement centralisé, le calculateur joue l'important rôle

d'interface entre l'homme et le réseau. Il doit donc, entre autres :

- Rendre plus aisée la présentation de l'état du réseau :
 - par le décodage des messages transmis par le réseau de télétransmission et l'affichage en utilisant les moyens les plus modernes (écrans TV) ;
 - en attirant l'attention du dispatcher sur des alarmes obtenues directement ou par calcul, avec sélection des informations pertinentes pour ne pas le noyer par un flot de données surabondantes.
- Evaluer de manière *préventive*, c'est-à-dire avant qu'un incident éventuel ne se présente, ou encore à la demande de l'opérateur, la sécurité du réseau, c'est-à-dire le risque qu'un incident donné ou une manœuvre projetée fasse passer le réseau de son état normal actuel à un état d'alerte. Le calculateur bien informé de l'état du réseau est particulièrement bien adapté à cette tâche grâce à sa grande vitesse de travail. Il émet donc un message du genre : « Si tel incident ou telle manœuvre se présente dans la demi-heure (par exemple) qui suit, le réseau passera dans l'état d'alerte. » Il est évidemment nécessaire de déterminer la conduite à tenir dans ce cas et l'ordinateur peut proposer des solutions ou vérifier celles que suggère le dispatcher. Il faut bien insister sur le caractère prophylactique de cette fonction : la conduite à tenir au cas où une perturbation se présenterait est élaborée au préalable et mémorisée par l'homme ou par le calculateur. Si cette conduite impose des réactions trop rapides pour les moyens mis en œuvre dans le réseau, il peut être nécessaire de modifier l'état normal actuel du réseau pour lui permettre de subir la perturbation sans dommage ; il en résulte une contrainte à l'optimum économique. Mais le plus souvent, ce n'est pas nécessaire et il suffira d'appliquer la politique élaborée, si la perturbation se présente réellement ; sinon... de reprendre les calculs pour la demi-heure qui suit.

Une autre possibilité aurait consisté à n'élaborer le remède qu'à l'instant où la perturbation se présente réellement de manière à éviter les calculs décrits plus haut, qui se révèlent souvent inutiles puisque les perturbations sont rares. Mais ce procédé aurait nécessité de très grandes vitesses de calcul et de transmission dont l'utilisation aurait été très faible pour la même raison. Le procédé décrit plus haut constitue un bon compromis possibilités-investissements. Cette fonction d'évaluation préventive de la sécurité sera décrite plus complètement au chapitre 3, en se servant de l'exemple précis d'un réseau belge. L'application décrite vise uniquement les réseaux électriques, mais le concept est très général et peut s'étendre à d'autres branches de l'industrie.

2.3.2 Au niveau du réglage optimal

En période normale, il faut minimiser le coût de l'énergie distribuée en tenant compte des contraintes (transits, tension, fréquence...) ; c'est le « dispatching économique » tel que les principes en ont été exposés dans la quatrième partie de ce cours.

Le réglage s'effectue par l'envoi de consignes aux régulateurs de la turbine, des alternateurs, des transformateurs, des batteries de condensateurs, par la mise en et hors service des unités de production, etc.

En période troublée, les automatismes reconnaissent la cause de la perturbation et la combattent pour permettre le retour à la normale. Si c'est impossible, il faut minimiser

la perte de clientèle : ceci doit rester exceptionnel si la fonction de sécurité préventive a été correctement élaborée. Mais le réseau peut se trouver dans une situation particulièrement difficile, par exemple à la pointe de charge si plusieurs groupes puissants sont indisponibles. Comme cela a été dit plus haut, la politique optimale n'est pas élaborée sur-le-champ, mais avant l'apparition éventuelle d'une perturbation. La stratégie est mise en œuvre soit à l'aide de moyens locaux si la rapidité de réaction doit être grande (ex. : effondrement → réglage de relais de délestage), soit à l'aide de moyens centralisés si le répit est suffisant (surcharge thermique → nouvelle répartition des productions). Les moyens d'action de ce réglage sont : connaissance plus précise de la capacité de surcharge des éléments et conduite jusqu'à ces limites et même, si nécessaire, en entamant la réserve de vie de l'appareil, réglage des puissances actives et réactives produites dans le réseau en connaissant les limitations sur la rapidité du dégagement de puissance, démarrage de groupes rapides (turbo-réacteur), diminution de la charge (fermeture des soutirages des turbines à vapeur, arrêt des pompes dans les centrales de pompage, arrêt des broyeurs ou pulvérisateurs suivis de silos d'attente, etc. et finalement, en ultime recours, coupure de la clientèle non prioritaire) [12].

Il est évident qu'un équipement automatique rapide tient mieux compte que l'homme de toutes ces possibilités et améliore la permanence du service. Il est même possible que l'on puisse accepter le risque de se trouver plus souvent en période troublée, car l'équipement automatique permet un retour plus sûr à la normale. Ceci influence très favorablement les investissements car on pourrait retarder des investissements nécessaires uniquement pour des raisons de sécurité. Ceci constitue la justification économique d'un projet tel que DESCARTES.

En période de reconstruction, la fonction à rendre minimale est la durée de l'interruption, mais on ne voit pas encore à l'heure actuelle comment déterminer analytiquement une stratégie optimale. Les différentes variantes de reconstruction d'un réseau ne donnent pas des résultats très différents ; il suffit de respecter les contraintes de surcharge et de puissance disponible, et ici encore le calculateur apporte une aide très précieuse au dispatcher, d'une part, en l'informant exactement de l'état du réseau, et, d'autre part, en lui fournissant une indication de la conséquence de toutes les actions qu'il pourrait entreprendre (simulation).

2.3.3 Au niveau du réglage direct qui est presque entièrement local et le plus développé à l'heure actuelle, s'effectuent toutes les opérations qui ne nécessitent que des informations locales ou des décisions très rapides incompatibles avec la lenteur relative des réseaux de télétransmission.

En période normale, les automatismes locaux empêchent ou éliminent les perturbations pour maintenir le réseau dans cet état. On peut citer les protections avec leur dispositif de réenclenchement rapide ou lent automatique, les divers régulateurs (turbine, alternateur, transformateurs, etc.), les verrouillages de sectionneurs et de disjoncteurs et, dans un stade plus avancé, les automatismes de commutation (ex. : passer tous les départs du jeu de barres 1 au jeu de barres 2). Il faut tenir compte de l'introduction de plus en plus fréquente de calculateurs numériques dans les postes pour y assurer des fonctions de logique d'exploitation élaborée (dont la dernière citée) et de télétransmission. Du fait de la compatibilité des informations traitées, chaque calculateur de poste est l'interlocuteur privilégié du calculateur central. Il assure efficacement la fonction de télé-

mesure, télécommande, téléaction de manière cyclique, après une modification ou à la demande du calculateur central. Le calculateur peut également assurer la tenue d'un journal de bord chronologique. Il peut se charger de la « perturbographie » du poste, c'est-à-dire l'enregistrement des perturbations rapides. Cet enregistrement est ensuite transmis à cadence lente, par suite de la limitation des réseaux de télétransmission, vers le dispatcher qui est ainsi à même de déterminer rapidement la cause réelle d'un incident et de prendre plus efficacement les décisions de sauvegarde qui s'imposent. La logique programmée de ces calculateurs assure la souplesse nécessaire pour l'adaptation à un poste donné ou la modification lors des extensions. Il est à peu près certain que le mémoire des programmes ne sera pas du type habituel (ferrites e.g.) trop sensible aux perturbations extérieures, mais plutôt du type mémoire morte éventuellement reprogrammable.

Au chapitre 3, les problèmes rencontrés dans la protection des réseaux seront brièvement évoqués, notamment en ce qui concerne la rapidité et la fiabilité des relais qui exercent une influence directe sur la continuité du service.

En période troublée est traité au niveau local tout ce qui ne peut souffrir de retard, par exemple :

- délestage en dernier recours, basé sur la baisse de fréquence et autres critères locaux, avec éventuellement mise en et hors service du dispositif commandée par le calculateur central. Il serait en effet aberrant de délester sur baisse de fréquence la charge d'une zone exportatrice, ce qui aurait pour effet de surcharger l'interconnexion qui déclencherait, privant la zone importatrice de secours et faisant sans doute déclencher par survitesse quelques générateurs de la zone exportatrice ;
- reprise au vol de la charge d'un réseau sur un autre ;
- déclenchement des centrales si, par suite du déclenchement de lignes, il y a risque d'instabilité ;
- débouclage en cas de rupture de synchronisme ou d'ilotage en cas de baisse de fréquence du réseau en zones où la production équilibre à peu près la consommation. La mise en et hors service par télécommande est également très utile, de même que l'adjonction de critères un peu élaborés : sens de la puissance, par exemple pour les protections d'ilotage ;
- exécution locale d'un programme mémorisé et mis en action par un signal venant du niveau supérieur où s'est effectuée la reconnaissance de la zone et de la cause de la perturbation.

En période de charge partielle, la reconstruction du réseau peut être commandée par des automatismes locaux recevant éventuellement une autorisation d'un niveau supérieur.

3. La continuité du service

3.1 La fonction : protection sélective

3.1.1 Introduction

La fonction de la protection consiste à détecter l'apparition d'un défaut (court-circuit ou défaut à la terre), le localiser et provoquer le plus rapidement possible le déclenchement des disjoncteurs encadrant strictement l'ouvrage défectueux. La place de la protection dans l'ensemble des moyens destinés à assurer la continuité du service a été établie au § 1.4. Dans le cadre de ce cours, il ne peut être question de développer la théorie et les applications des relais. Seuls deux points seront abordés : d'une

part les problèmes liés à l'accroissement de la rapidité de la protection tout en maintenant la sélectivité, et d'autre part les problèmes de fiabilité proprement dits.

3.1.2 L'accroissement de la rapidité de la protection

Il est bien connu que l'accroissement de la rapidité d'élimination d'un défaut réduit fortement les dégâts qu'il occasionne. Ainsi, des essais effectués sur un jeu de barres à 10 kV et ayant mis en jeu un courant de court-circuit de 60 kA ont montré que si la durée de passage était de 70 ms, les barres pouvaient être remises en service après un simple nettoyage des isolateurs, tandis que si elle était de 700 ms, les isolateurs étaient complètement détruits [14] et [15].

Les troubles liés aux creux de tensions sont devenus de plus en plus gênants au cours des dernières années [16], en raison :

- de l'accroissement de leur fréquence lié au développement des réseaux dont la longueur des lignes augmente sans cesse ;
- de l'accroissement de leur profondeur lié, d'une part, à la disparition progressive des générateurs thermiques, alimentant directement des réseaux d'intérêt local, au profit de grands générateurs économiques, évacuant leur énergie sur des réseaux en très haute tension et, d'autre part, au « démaillage » relatif des réseaux pour limiter les puissances de court-circuit ;
- de la réduction de l'inertie propre des générateurs en valeur relative, et de leur souplesse de marche en période troublée avec l'accroissement de leur taille.

Pendant les 250 ms qu'a duré un défaut triphasé proche d'une centrale thermique, le rotor d'une machine de 125 MW a glissé de 125 degrés sur son angle initial par rapport au réseau de 225 kV [16].

La meilleure solution ne peut résulter que d'une optimisation globale tenant compte des inconvénients chez l'usager, du coût des remèdes à apporter chez l'usager et dans le réseau.

Pour les puissances d'utilisations faibles, il est relativement simple de réduire les effets des creux de tension : temporisation à la retombée des contacteurs, stabilisation de tension des téléviseurs, etc.

Il apparaît cependant qu'une grande rapidité de la protection est hautement souhaitable. Dans certaines régions d'Amérique du Nord, des valeurs maximales de l'ordre de 180 ms sont fixées pour l'élimination « en secours », lorsque le disjoncteur principal n'a pas fonctionné. La durée d'élimination d'un défaut est égale à la somme des temps de fonctionnement de la protection, du disjoncteur et des organes intermédiaires éventuels. Depuis une décennie, le temps propre de réponse des disjoncteurs à haute tension est passé de 100 ou 120 ms à 60 ms, voire même 40 ms. Ce gain important, d'ailleurs accompagné d'un accroissement de la sécurité de fonctionnement, autorise l'utilisation de protections de rapidité au moins comparable (10 à 40 ms). Il est cependant absolument indispensable que l'accroissement de la vitesse des protections ne se fasse pas aux dépens ni de la sélectivité, ni de la fiabilité. Ces valeurs ne sont pratiquement pas accessibles aux relais électromécaniques, dans des conditions de fiabilité suffisantes. Il est donc nécessaire de se tourner vers l'électronique.

Il ne sera pas question ici des difficultés technologiques liées à l'introduction de l'appareillage électronique fonctionnant à des niveaux de puissance très faibles, dans le milieu hautement « parasité » des postes et des centrales.

Les variations de courant dans les circuits de puissance engendrent dans la filerie « courant faible » des tensions parasites par induction mutuelle ou de mode commun. Un effet perturbateur est également créé lors des variations brusques de tension par couplage capacitif.

Pour atteindre les vitesses de fonctionnement envisagées pour la protection, il n'est plus possible de considérer les grandeurs électriques mesurées (courants, tensions) comme des grandeurs en régime permanent, mais il faut tenir compte du spectre de fréquence complet, tant vers le bas (composante apériodique du courant de défaut...) que vers le haut (phénomènes de propagation...).

Il est d'autre part nécessaire que les réducteurs de mesure qui alimentent la protection reproduisent suffisamment correctement les phénomènes transitoires présents dans les ondes de tension et de courant. Les transformateurs de tension bobinés sont les appareils qui posent le moins de problèmes, bien qu'ils n'en soient pas totalement exempts. Les transformateurs de tension capacitifs accordés présentent des oscillations amorties parasites pendant les vingt premières ms qui suivent un court-circuit. Un transformateur capacitif pur en serait exempt, mais la puissance débitée est alors très faible et exige l'emploi d'un amplificateur pour l'alimentation de la charge. Les transformateurs de courant classiques se satureront, même pour les courants de défaut très inférieurs, en régime établi, au courant de court-circuit maximal, sous l'effet de la composante apériodique transitoire. Plusieurs constructeurs expérimentent ou présentent même déjà sur le marché des réducteurs basés sur des principes nouveaux utilisant des effets physiques linéaires (effet électro-optique Faraday, modulation de fréquences auxiliaires, ...). Leur réalisation se heurte à des difficultés liées aux fortes puissances à débiter aux plus forts courants dans les circuits d'entrée des relais même transistorisés. En effet, la valeur de crête d'un courant de défaut pleinement asymétrique correspondant à 20 I_N vaut $2\sqrt{2} \cdot 20 I_N \cong 60 I_N$. Au courant nominal, un relais transistorisé consomme 1 ou 2 VA. Avec la protection de réserve, un localisateur de défaut, la filerie, il est difficile d'obtenir moins de 10 VA au courant nominal, ce qui correspond à 36 kVA en pointe. Cette puissance doit être débitée par l'amplificateur de puissance du réducteur à partir de la batterie du poste. Il est plus élégant d'assurer la transmission de l'information sous forme codée : fréquence modulée, train d'impulsions, nombre codé, etc. (ce qui simplifie aussi les problèmes de sensibilité aux parasites induits ou de mode commun).

Dès à présent se pose l'important problème de la *normalisation* de cette forme codée de manière à ce que l'information puisse être utilisée par des relais de constructeurs différents.

Pour éviter l'énorme consommation de puissance dont il a été question plus haut, il semble logique que les relais utilisent directement l'information sous forme codée. En la transformant en grandeur analogique, mais cette fois au niveau de puissance des circuits de calcul, il est possible de conserver la conception actuelle des relais de protection indépendants pour chaque appareillage. Les variables logiques engendrées par chaque relais, ordre de déclenchement, sélection de phases, peuvent être transmises au calculateur de poste (2.3.3), pour qu'il établisse la chronologie de l'incident, assure le réenclenchement éventuellement monophasé des disjoncteurs, assure la réserve en cas de refus de déclenchement, etc.

Il est intéressant de profiter des grandes possibilités offertes par les techniques numériques (opérations arithmétiques et logiques, mémoire, ...) pour ne pas reproduire

simplement les caractéristiques obtenues à l'aide des relais analogiques, mais pour mettre en œuvre des principes nouveaux, autorisant une mesure correcte dès les premiers instants du court-circuit [17]. Si la compatibilité est assurée, le calculateur de poste peut, en fonctionnement, modifier la consigne des relais et contrôler leur bon fonctionnement. Ce qui constitue un avantage supplémentaire des techniques numériques.

Il existe différents projets qui visent, au niveau d'un poste, à mieux intégrer les protections de chaque élément de manière à assurer une meilleure précision de la localisation du défaut et à éviter la perte de sélectivité et les retards lors d'un raté d'un élément de la chaîne. Cette intégration va de la simple logique câblée de la protection de réserve du disjoncteur (breaker back up) décrite au § 3.3.2, jusqu'à la logique très élaborée d'un ensemble de programmes permettant la protection complète d'un poste et de toutes les lignes qui y aboutissent à l'aide d'un seul calculateur numérique [18]. Parce que cela constitue une modification radicale de leur mode de pensée, les exploitants sont réticents à cette plus grande intégration des protections au niveau des postes. Elle est cependant de la même nature que l'intégration de toutes les protections d'un alternateur ou de tous les jeux de barres d'un poste dans une même armoire. Elle permettrait notamment la réalisation en usine de la plus grande partie du câblage (ou de la programmation).

Des recherches sont menées à différents endroits selon les directions qui viennent d'être indiquées. Il ne faut cependant pas s'attendre à des révolutions dans le domaine, mais plutôt à une lente évolution. Comme on le rappellera dans le chapitre suivant, les contraintes économiques, mais surtout le souci de conserver une excellente fiabilité des protections, n'autorisent la mise en œuvre que de techniques et de matériels éprouvés et l'introduction d'innovations qu'avec la plus extrême prudence.

3.1.3 La fiabilité de la protection

3.1.3.1 Introduction

« Chaque dispositif de protection étant l'assurance naturelle de l'objet qu'il protège, il faut qu'il soit en principe nettement plus sûr que celui-ci. Une protection incertaine par relais est plus mauvaise que l'absence de relais, car les dispositions prises par le propriétaire de l'installation protégée présument que les dispositifs de protection prévus sont d'un fonctionnement irréprochable. C'est pourquoi la fiabilité d'une protection est primordiale » [19]. On entend par là, la probabilité qu'elle satisfasse convenablement à sa mission, pendant une certaine durée et dans des conditions de fonctionnement déterminées. Un mauvais

fonctionnement peut provenir soit d'une défaillance (la protection aurait dû fonctionner), soit d'un intempestif (la protection n'aurait pas dû fonctionner).

Chaque circuit de protection est constitué (fig. 3) par des transformateurs de mesure (1), des lignes de mesure (2), des éléments de couplage éventuels (3), des relais de mesure (4) et, si nécessaire, des amplificateurs de puissance (5), des lignes de déclenchement (6) pour amener l'énergie d'un accumulateur (7) à la bobine (9) qui commandera le membre terminal de la chaîne, le disjoncteur (8). Si un seul élément est défaillant, toute la chaîne est inopérante. Il est donc nécessaire d'accroître la fiabilité de chaque composant.

La fiabilité d'un relais, par exemple, est déterminée par la fiabilité interne qui, elle-même, dépend du dimensionnement des circuits, du choix des composants, de la construction et des procédés de fabrication et d'essais, mais aussi par la sécurité vis-à-vis des influences extérieures comme par exemple les parasites qui peuvent provenir des raccordements aux capteurs de mesure ou de circuit de la batterie [20].

Cependant, on est limité dans la voie de l'accroissement de la fiabilité de chaque élément par des considérations économiques : en grossière approximation, le coût d'un élément n'est pas proportionnel à sa fiabilité p , mais inversement proportionnel à son taux de défaillance $(1-p)$. Cependant, en introduisant une certaine redondance dans le matériel, il est possible d'arriver au même résultat à moindres frais. Ainsi, en plaçant deux éléments semblables en série, on obtient une probabilité d'intempestif produit de la probabilité de chacun des éléments. Cette technique est couramment appliquée puisqu'un relais de distance, par exemple, porte un élément de démarrage et un élément de mesure.

La fiabilité, telle qu'elle a été définie, comprend non seulement la fiabilité de chaque relais, mais aussi la sélectivité de la protection, c'est-à-dire la sécurité et l'exactitude de la mesure qui dépend des procédés de mesure utilisés. Beaucoup de fonctionnements intempestifs ou de ratés de la protection proviennent de la réponse erronée de relais placés dans des conditions pour lesquelles ils n'ont pas été étudiés (composante apériodique du courant, défaut évolutif, etc.).

Il ne sera rien dit sur les fonctionnements intempestifs. Les développements qui suivent sont consacrés aux moyens de limiter les conséquences d'un raté de fonctionnement ; c'est ce que l'on entend généralement par protection de réserve.

3.1.3.2 La protection de réserve

1. Protection de réserve éloignée par échelonnement de temps

Avec ce système, on assure la réserve de toutes les chaînes de protection d'un poste par le caractère en « gradins » de la temporisation des relais ampèremétriques ou de distance situés dans d'autres postes [4]. Ce procédé apparaît comme idéal puisqu'il n'y a aucun élément commun entre la protection principale et la protection de réserve située dans un autre lieu géographique. Il présente toutefois les inconvénients suivants :

— Par l'effet d'injection, il peut arriver dans les réseaux fortement maillés que les relais de distance des postes voisins, dont la portée est limitée pour éviter les fonctionnements lors des surcharges tolérables, ne démarrent pas pour un défaut pour lequel ils devraient assurer la réserve. C'est fréquemment le cas dans le réseau belge.

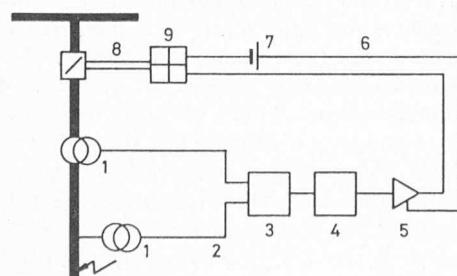


Fig. 3. — Circuit de protection.

| | |
|------------------------------|---------------------------|
| 1 transformateur de mesure | 6 ligne de déclenchement |
| 2 lignes de mesures | 7 alimentation en énergie |
| 3 circuits additionnels | 8 disjoncteur |
| 4 relais | 9 bobine du disjoncteur |
| 5 amplificateur de puissance | |

- Dans le cas de jeux de barres multiples, avec disjoncteurs de couplage fermés, des lignes sont inutilement mises hors service.
- Du fait de la temporisation des gradins, la protection de réserve éloignée n'agit que lentement.
- Si des lignes aboutissant au jeu de barres sont des lignes en T, les consommateurs sont inutilement déclenchés.

2. Protection de réserve locale par dédoublement des appareils

Les inconvénients rappelés ci-dessus, qui sont apparus de plus en plus graves au cours des dernières années, ont créé un regain d'intérêt pour les méthodes de dédoublement du matériel en honneur aux Etats-Unis dès les années 1930. En principe, il faudrait réaliser deux chaînes complètes indépendantes l'une de l'autre. L'application de ce principe se heurte à des obstacles d'efficacité d'une part, d'ordre économique d'autre part. Il ne faut pas oublier que si l'utilisation de deux chaînes indépendantes réduit sensiblement le taux de non-fonctionnement, il double aussi le risque d'intempestif. Certains auteurs, russes notamment [21] et [22], ont étudié l'influence de connexion entre les deux chaînes. Peu de conclusions pratiques peuvent cependant être tirées par suite du manque de données statistiques valables.

Dans l'application du dédoublement, il y aurait lieu d'utiliser pour remplir la même fonction des appareils basés sur des principes différents (ex. : réducteur de tension inductif ou capacitif, réducteur de courant magnétique ou à laser, relais électromécanique ou électronique, etc.). Dans la pratique cependant, l'augmentation de la sécurité ne semble pas justifier le surcroît des dépenses dû à un dédoublement complet. Il n'y a généralement qu'un T.I. mais possédant des enroulements secondaires distincts. Les relais sont pratiquement toujours dédoublés, même si on accepte un certain manque de sélectivité sur une des chaînes que l'on retarde alors. La batterie est également dédoublée. Le disjoncteur ne l'est jamais et il est nécessaire de prévoir une surveillance de son fonctionnement (paragraphe suivant). Il est cependant assez souvent muni d'une seconde bobine. Ces principes sont, par exemple, appliqués dans la protection du réseau alimentant la région bruxelloise [23].

3. Surveillance

Il est possible d'augmenter le degré de sécurité en soumettant la chaîne d'éléments de protection à une surveillance permanente qui permet de remplacer l'élément défaillant avant qu'il ne soit nécessaire pour la protection. Si deux transformateurs de tension ou au moins deux circuits secondaires de transformateurs de tension sont protégés chacun par un petit disjoncteur ou par un jeu de coupe-circuit, on peut en surveillant séparément les tensions des trois phases (éventuellement à l'aide d'un seul relais comparant les deux tensions des enroulements couplés en triangles ouverts), empêcher un déclenchement intempestif lors d'une différence entre les tensions. La disparition de la tension d'une batterie peut être signalée par un relais voltmétrique. La protection du circuit de déclenchement contre les ruptures de fils (notamment dans les bobines des disjoncteurs) est assurée par l'envoi d'impulsions de courte durée, incapables bien entendu de provoquer l'actionnement. En ce qui concerne le relais lui-même, le calculateur numérique présente des avantages marquants : à cause de

la fiabilité intrinsèque ($MTBF^* > 4000$ h), de la possibilité de contrôler par programme le bon fonctionnement de toutes les parties du calculateur, d'effectuer régulièrement des vérifications de bon fonctionnement des programmes de protection en leur fournissant des données simulant différents types de défaut.

Si le test est passé correctement, un signal de maintien est fourni à un « chien de garde » qui, au contraire, provoquera l'alarme et le gel des signaux de sortie s'il ne reçoit pas le signal de maintien dans les délais prévus. Pendant la panne, la fonction du relais n'est plus assurée et doit être reprise à un autre échelon (de protection de réserve). Il faut bien évidemment réduire la durée d'indisponibilité de la protection principale.

L'ensemble des moyens décrits permet la surveillance de toute la chaîne de protection à l'exception du disjoncteur puisqu'il est bien évidemment nécessaire, pour vérifier son bon fonctionnement, de le faire fonctionner, ce qui n'est guère possible en service normal. Le principe de la protection de réserve du disjoncteur (breaker back-up) est le suivant. L'ordre de déclenchement est transmis simultanément au disjoncteur et à un organe de temporisation (qui est éventuellement une routine du calculateur). A l'expiration de celle-ci, un relais (ou le calculateur) vérifie si le disjoncteur s'est bien ouvert après sa durée de déclenchement normale (50 à 100 ms). Pour ce faire, il peut utiliser le contact auxiliaire du disjoncteur, mais ce ne serait pas prudent car ce contact peut rester bloqué en position fermée ou encore l'arc peut ne pas s'éteindre bien que le disjoncteur soit mécaniquement en position ouverte. Il faut donc utiliser un relais ampèremétrique dont la retombée doit être très rapide (par programme, elle est instantanée). S'il constate que le défaut subsiste, le relais envoie un nouvel ordre d'ouverture à la seconde bobine de déclenchement du disjoncteur. Si cet ordre reste à son tour sans effet, il provoque le déclenchement des disjoncteurs encadrant le disjoncteur défectueux. Ceci nécessite évidemment la connaissance du schéma de couplage des barres qui est déterminé par la position des sectionneurs. Il peut être nécessaire de transmettre l'ordre de déclenchement au disjoncteur situé à l'autre extrémité d'une ligne aboutissant au poste, les moyens de télétransmission rapide doivent donc être prévus.

4. Protection de réserve superposée

La protection de réserve locale et la surveillance n'apportent pas une solution parfaite au problème de la protection de réserve. En effet, basées sur des informations strictement locales, elles peuvent être mises en défaut par la disparition complète de ces informations (tremblement de terre, chute d'un avion, ...). L'idée d'une protection de réserve centralisée s'est développée [24] et [25]. Selon cette conception, le réseau est découpé en tronçons dont la frontière est constituée par un groupe relais de démarrage relais directionnel fournissant une indication par phase. A chaque frontière est également associé un disjoncteur. Lors d'un défaut, un certain nombre de relais de démarrage fonctionnent dans le réseau. L'indication de la direction de la puissance réactive qui les traverse est transmise à un calculateur central. On peut montrer que sauf exception (ligne avec condensateur série, par exemple) cette puissance réactive se dirige vers le défaut sur les phases défectueuses. Le calculateur reçoit donc une information x ou y , selon que la puissance circule dans un sens ou dans l'autre. Il

* MTBF : Mean Time between Failures.

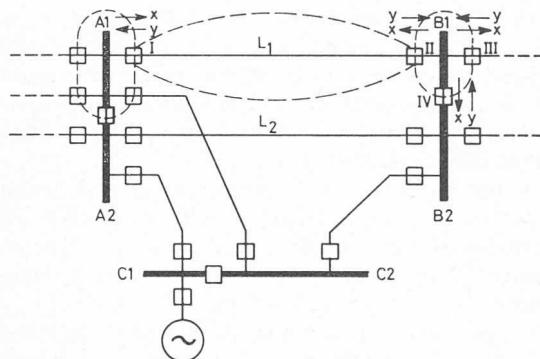


Fig. 4. — Protection de réserve centralisée.

peut évidemment ne rien recevoir si le relais ou la transmission sont défectueux. On peut montrer qu'il est possible de réduire le volume des informations à transmettre pour que le calculateur soit complètement informé après 40 à 50 ms.

Supposons que tous les signaux soient correctement transmis. Le calculateur localise l'élément défectueux par la convergence des sens de la puissance réactive à toutes les frontières (ligne simple, ligne en T, jeu de barres). Ainsi, dans l'exemple de la figure 4, le jeu de barres B1 est défectueux si toutes les indications en II, III et IV sont *y*. Si l'une d'elles était *x*, le jeu de barres serait sain. Dès qu'il a localisé le défaut, le calculateur attend la réception de l'avis de déclenchement, suite aux ordres de la protection principale, des disjoncteurs encadrant le défaut (ou plus exactement la confirmation de disparition du courant de défaut). Si cet avis n'est pas parvenu dans un laps de temps fixé (40-50 ms), le calculateur conclut au raté du disjoncteur et envoie un nouvel ordre sur la deuxième bobine du disjoncteur (par exemple II, sur la fig. 4). Si la confirmation n'est pas reçue dans un délai qui tient compte des temps de transmission (100 ms), un ordre est donné au(x) disjoncteur(s) situé(s) en amont du défaut (ici I, qui est situé dans un autre poste).

Supposons que la protection de réserve ait à fonctionner en présence d'un raté de transmission. C'est un événement

assez rare puisqu'il suppose un raté simultané de la chaîne de protection principale et d'un relais ou de la transmission utilisés pour la réserve. Dans ce cas, le calculateur fusionne les tronçons séparés par la frontière pour laquelle il n'a pas reçu l'information. Il recherche alors une zone pour laquelle tous les sens des puissances réactives sont concordants. S'il n'y parvient pas, ou si la zone qu'il constitue est trop importante, il envoie des ordres de démarrage aux relais situés au voisinage de la zone défectueuse et attend la réception des informations de direction pour délimiter plus précisément cette zone. Il en résulte un retard supplémentaire, tolérable du fait de la rareté de l'événement. Dans l'exemple, en l'absence d'indication II, la zone défectueuse serait constituée par la ligne L1 et le jeu de barre B1. La suite dépend de la politique d'exploitation du réseau. Il peut être décidé de transmettre un ordre de déclenchement sur la deuxième bobine de ceux des disjoncteurs encadrant la zone (ici : I, III, IV) qui n'auraient pas fonctionné. On peut aussi décider d'isoler successivement chacun des tronçons de la zone d'après leur importance ou leur probabilité de défaillance. Ainsi, dans l'exemple d'un défaut en B1 avec raté simultané de la protection principale et du relais de réserve en II, le calculateur peut décider qu'un défaut ligne est plus probable qu'un défaut barres et commander l'ouverture de I et II. Il devra dans ce cas constater son erreur et donner de nouveaux ordres vers III et IV.

Ce ne sont pas les performances des calculateurs qui retardent les applications de ces principes, mais bien l'inexistence d'un réseau de télétransmission rapide et surtout fiable.

3.2 La fonction : sécurité d'exploitation

3.2.1 Les différents degrés de centralisation

La sécurité d'exploitation d'un réseau dépend de chacun des éléments qui le constituent. Pour pouvoir porter rapidement remède à une situation perturbée, il faut en connaître la cause. Pour pouvoir reconstruire un réseau après un effondrement, il faut connaître exactement son état et prévoir la conséquence de chaque décision. On conçoit aisément que ces deux actions ne peuvent être

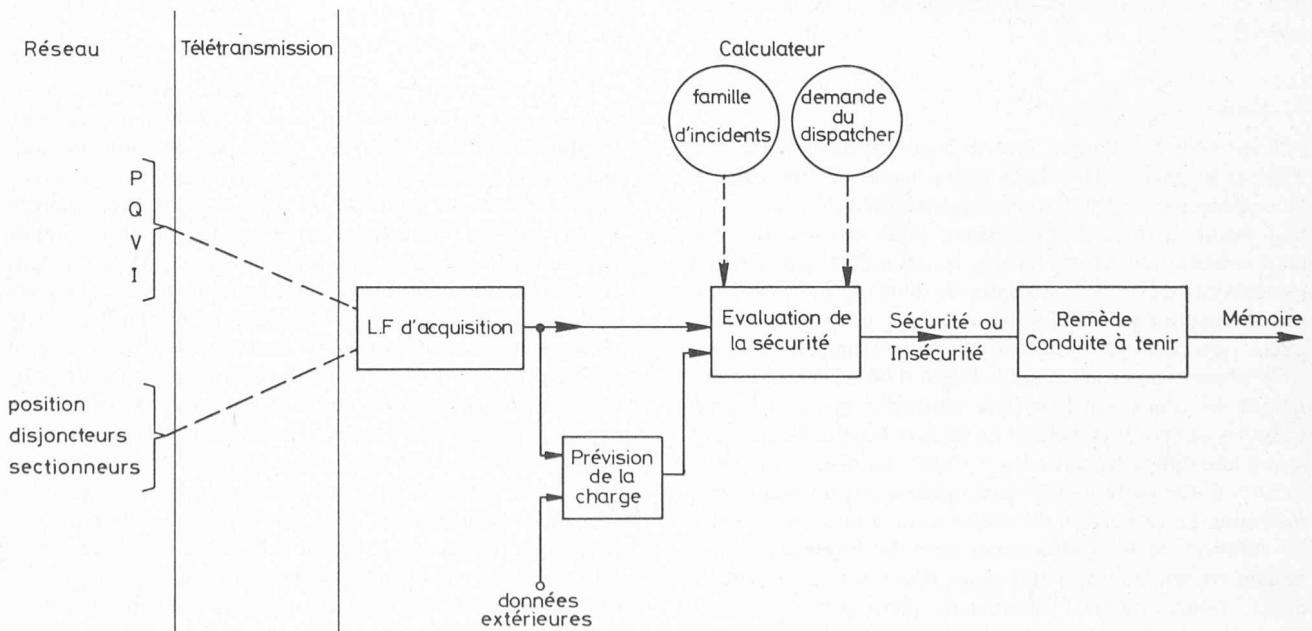


Fig. 5. — Sécurité dans l'état préventif.

efficaces sans une vue d'ensemble du réseau. Ceci a été démontré dramatiquement le 9 novembre 1965 aux USA. La fonction : sécurité d'exploitation, sera donc fortement centralisée. Elle puisera ses informations dans le réseau et agira sur lui par un réseau de télétransmission comprenant les télémesures, télésignalisations et télécommandes.

Pour simplifier la présentation, le niveau central a été supposé unique au chapitre 2. Il ne peut en être ainsi pour des raisons d'économie et de fiabilité : il ne convient pas de transmettre inutilement à longue distance des quantités importantes d'information. Dans la plupart des pays, une décomposition à trois niveaux a été réalisée :

- Le dispatching national, chargé essentiellement du dispatching économique et du réglage de la fréquence. Il gère l'ensemble des moyens de production, le réseau d'interconnexion et les liaisons internationales. Il coordonne, notamment en ce qui concerne la sécurité des réseaux, l'action des dispatching du niveau inférieur.
- Les dispatchings régionaux sont chargés plus spécialement de l'exploitation avec comme optique essentielle la continuité du service. Comme on le rappellera plus loin, ce sont eux qui décident des schémas de réseaux à adopter (bouclages ou débouclages), qui acceptent ou éventuellement modifient, pour des raisons de sécurité, les consignes de production du niveau national et les transmettent vers les centrales. Les chefs du dispatching sont responsables des manœuvres à faire effectuer en cas d'incident pour en limiter les conséquences et rétablir le service le plus rapidement possible. Il existera en Belgique une bonne dizaine de ces dispatchings régionaux que l'on nomme PCZ (poste de conduite de zone) et dont la responsabilité s'étend jusqu'au primaire des transformateurs abaisseurs à la moyenne tension de distribution.
- Chaque zone de distribution est surveillée et conduite par des centres de surveillance et de conduite de la distribution.

Dans ce qui suit, seules les fonctions de sécurité exercées par un PCZ seront décrites à la lumière de l'expérience du projet DESCARTES. Pour des raisons évidentes d'économie, certains appareils (télétransmission, calculateurs) sont utilisés pour d'autres fonctions que celle de la sécurité d'exploitation, mais il n'en sera pas tenu compte.

3.2.2 La sécurité dans l'état préventif (fig. 5)

Supposons qu'aucune modification de position de disjoncteur ou de sectionneur ne se produise pendant la période d'observation.

1. Télétransmission

La connaissance de l'état du réseau suppose que soit transmis au PCZ un nombre suffisant de télémesures (production, consommation, transits sur les lignes, tension, ...) et de télésignalisations (alarmes, position de disjoncteur, de sectionneurs, de plots de transformateur, ...). L'action sur le réseau s'effectue soit par télécommande directe pour les grands postes, soit à l'intervention demandée téléphoniquement du personnel des centrales ou de la distribution.

La bonne réalisation de la fonction de sécurité dépend directement de la rapidité, de la fiabilité et de la capacité du système de télétransmission. Il ne sera pas question ici des moyens techniques à mettre en œuvre pour remplir ces conditions (systèmes cycliques, arythmiques, ...). Un nouveau système de télétransmission ne peut pas toujours être mis en place pour être utilisé par les calculateurs chargés de la sécurité d'exploitation. Ces derniers doivent se

contenter des informations prévues pour l'exploitation manuelle. Il est cependant de plus en plus fréquent que même dans ce cas, un calculateur gère les télétransmissions, ce qui facilite l'échange d'information.

Chaque télémesure est surveillée, c'est-à-dire que si sa valeur ou sa dérivée dépasse des limites fixées, une routine d'alarme se déroule, qui essaie de déterminer la cause du dépassement. En l'absence de modification de la topologie, il peut être dû à une surcharge, à un « dévallement » de puissance à travers la zone du fait d'un incident extérieur à celle-ci (voir § 3.2.3), mais aussi à un raté de télémesure. Dans tous les cas, le dispatcher est averti de la cause probable du dépassement. S'il s'agit d'un raté persistant de télémesure ou si l'une d'elles est mise hors service pour entretien, le dispatcher en avertit le programme d'*Acquisition d'état* (point 2) en lui demandant soit de ne plus tenir compte de la mesure, soit de la remplacer par une valeur « entrée » par le clavier. Cette entrée manuelle est indispensable en cas d'indisponibilité d'une télésignalisation pour que le calculateur soit averti de la topologie exacte du réseau.

Les télémesures sont rafraîchies toutes les dix secondes. Par contre, une modification de topologie (changement de position d'un disjoncteur ou d'un sectionneur) est signalée beaucoup plus rapidement, par un processus d'interruption prioritaire, aussi bien pour la télétransmission que pour la prise en compte par le calculateur.

2. Acquisition d'état

Le but de ce programme consiste à déterminer la valeur la plus probable de toutes les mesures que l'on pourrait effectuer sur le réseau, y compris de celles qui ne sont pas télétransmises. Ce n'est donc pas un programme de load flow classique dont le principe a été exposé au cours de la deuxième journée et qui nécessite pour sa résolution, outre la topologie, la connaissance d'une tension (en module et phase), de $N-1$ injections actives, et d'injections réactives et de modules de tension pour un total de $N-1$, si N est le nombre de nœuds du réseau. En exploitation normale, on n'est pas certain de pouvoir disposer de la mesure de toutes les injections, les mesures de tension sont sujettes à caution car de petites erreurs sur leur mesure conduisent à de grandes erreurs sur les transits ; par contre, on dispose d'un certain nombre de mesures de transits tant actifs que réactifs. Le nombre total des mesures disponibles est plus important que celui strictement nécessaire au calcul de répartition de charge, le système est *incompatible* à cause des erreurs sur les mesures, de la non-simultanéité de l'échantillonnage, etc.

Lors de la troisième journée, les techniques permettant de tenir compte de la redondance des mesures pour améliorer la précision de la connaissance du réseau ont été exposées. C'est l'une d'elles qui a été choisie. Il est possible de l'exposer schématiquement à l'aide de l'exemple ultra-simplifié suivant. Considérons un jeu de barres à deux départs (fig. 6) sur lesquels on effectue la mesure de la

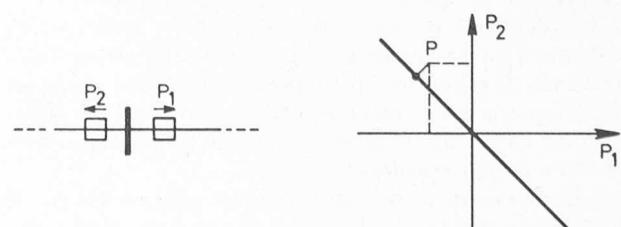


Fig. 6

puissance active P_1 et P_2 . Normalement, $P_1 = -P_2$: ce qui représente une droite dans le plan P_1, P_2 .

Par suite des erreurs de mesure, le point $P(P_1, P_2)$ ne « tombe » pas exactement sur la droite d . Les valeurs les plus probables de P_1 et P_2 sont données par les coordonnées de la projection de P sur la droite d .

Dans la réalité, le plan P_1, P_2 est remplacé par l'hyper-espace de toutes les mesures effectuées. La droite d devient l'hyper-surface déterminée par les relations du load flow non classique qui lient les variables entre elles. La notion de perpendiculaire est remplacée par une notion plus subtile où intervient la confiance que l'on accorde à chaque télémétrie. La méthode procède par linéarisations successives comme dans la méthode classique du Jacobien. La résolution de ce système linéaire à autant d'équations que de mesures utilise une technique particulière de décomposition en domaines : le réseau est décomposé en plusieurs sous-réseaux les plus indépendants possible, les équations de chaque sous-réseau sont résolues successivement, coordonnées aux frontières, reprises une nouvelle fois, et de nouveau jusqu'à la convergence. Cette technique a été choisie après de nombreux essais. Elle permet de réduire la capacité de mémoires nécessaires au programme sans pratiquement allonger sa durée, par rapport à une méthode plus proche de celle de Newton-Raphson, c'est-à-dire d'inversion globale de la matrice que l'on obtient à chaque linéarisation successive.

Ajoutons deux remarques d'ordre pratique :

- il est très important que la variation de la réactance d'un transformateur en fonction de la position du régulateur soit correctement représentée. Sinon il peut en résulter des écarts importants sur les transits. On a constaté dans certains cas un ressaut de réactance pouvant atteindre 7 % (19 %—12 %) au passage de la position médiane du régulateur (Note Laborelec) ;
- la valeur de l'écart entre la mesure corrigée par le programme d'acquisition et sa valeur initiale ne permet pas de déduire automatiquement la télémétrie défaillante.

Comme on peut le constater à l'aide de la figure 6, une erreur importante sur P_2 se répercute également sur la correction de P_1 et P_2 .

Ce programme est appelé tous les quarts d'heure et dure environ 60 à 90 secondes. Il utilise la moyenne des télémétries reçues pendant cette période. Il fournit donc l'état complet du réseau, c'est-à-dire toutes les mesures de transits, d'injections, de tensions. Il est procédé à une vérification analogue à celle faite sur les télémétries directes avec éventuellement les mêmes conséquences au point de vue alarme. Le programme est également appelé à chaque modification de la topologie.

3. Prévision de la charge

On a suffisamment insisté dans le chapitre 2 sur le caractère prophylactique des mesures de sécurité. Il vaut mieux prévenir que guérir. Et pour cela, il est nécessaire de prévoir l'évolution de l'état du réseau pour se donner le temps de préparer éventuellement les remèdes adéquats.

La topologie du réseau peut se modifier sous l'action volontaire du dispatcher ou sous l'action réflexe des automatismes de protection. Il est aisément de signifier les premières modifications au programme de prévision. Les secondes sont de nature aléatoire et constituent les incidents dont il sera question plus loin.

Le programme de production des groupes est fixé par le dispatching national et constitue une donnée, éventuellement modifiable.

Diverses techniques de prévision de la charge ont été essayées. Il est apparu que la précision de la plus simple était suffisante. Elle consiste à calculer à l'instant t la consommation (active et réactive) totale de la zone et les coefficients de répartition de cette charge pour chaque poste de distribution. La charge totale à l'instant $t + \Delta t$ est obtenue par simple règle de trois avec une courbe de charge de référence (la veille ou le même jour de la semaine précédente) :

$$\bar{S}(t + \Delta t) = \bar{S} \text{ réf. } (t + \Delta t) \frac{\bar{S}(t)}{S \text{ réf. } (t)}$$

Cette charge prévue est distribuée entre les postes selon les coefficients de répartition de l'instant t ou ceux calculés à l'instant $t + \Delta t$ selon la même technique. Le dispatcher possède toujours la possibilité d'introduire des informations extérieures comme celles liées à la programmation d'un match de football à la TV.

Ce programme de prévision de charge est appelé tous les quarts d'heure. L'horizon de la prévision dépend de l'utilisation des résultats : il suffit qu'il soit d'une demi-heure ou même d'un quart d'heure si l'on veut prévoir les surcharges statiques (en courant) ; il doit être de plusieurs heures si l'on veut profiter de l'inertie thermique des câbles et des transformateurs. Une quantification de temps par quart d'heure est apparue suffisante.

4. Load flow prévisionnel

Connaissant la topologie et les injections un quart d'heure à l'avance, un load flow classique calcule l'état complet du réseau qui constituera le cas de base pour les simulations d'incidents (point 5). Si le dispatching national a effectué son travail correctement, aucun élément n'est évidemment surchargé dans cet état, c'est-à-dire que dans aucun élément le courant ne dépasse la valeur tolérable indéfiniment. Nous parlerons de limite et de surcharge ampèremétriques. Un cas de base peut également être obtenu par entrée manuelle au clavier de la topologie et des injections lorsque le dispatcher veut, par exemple, vérifier quelques jours à l'avance s'il ne résulte aucune surcharge de la mise hors service pour entretien d'un élément quelconque du réseau.

5. Evaluation préventive de la sécurité

Chacun des incidents d'une famille constituée d'après l'expérience du dispatcher est appliquée par simulation au réseau dans l'état de base défini ci-dessus. Le réseau est dit en insécurité potentielle ou plus simplement en insécurité si, pour l'un quelconque des incidents, le réseau passe dans l'état d'alerte caractérisé par une instabilité, une baisse anormale de la fréquence ou une surcharge ampèremétrique d'un élément quelconque. A cause de la structure particulière du réseau belge, seules les surcharges sont calculées actuellement. Cette simplification ne sera peut-être plus valable lors de la mise en service des puissants groupes nucléaires (800 MW pour Tihange).

La famille d'incidents comprend trois groupes : les déclenchements de branches, les déclenchements de groupes de production dont la puissance est reprise à l'intérieur, mais aussi à l'extérieur de la zone, les incidents dans les zones voisines qui amènent des « dévalements » de puissance dans la zone. La simulation des incidents nécessite la connaissance du comportement du réseau extérieur vu à ses accès. Tous les renseignements relatifs au réseau extérieur sont fournis par le dispatching national.

Le programme de simulation utilise le principe de superposition en courant alternatif par rapport au cas de base. Il est conçu de manière à utiliser la matrice du réseau sain quel que soit l'incident. A l'heure actuelle, il se limite à déterminer pour chaque incident si un élément quelconque passe en surcharge ampèremétrique et à le signaler à l'opérateur. Il est cependant prévu, et les études sont en bonne voie d'achèvement, que la détection d'une surcharge ampèremétrique servira simplement de relais de démarrage d'une simulation beaucoup plus fine : celle de l'évolution dans le temps de la température du point le plus chaud de l'élément en surcharge ampèremétrique. Pour les transfos notamment, les études ont montré que la connaissance de la température initiale (donnée par l'image thermique) et de l'évolution de la charge suffisait pour calculer l'évolution de la température avec une précision de 2 à 3° pendant plusieurs heures.

L'inertie thermique de l'élément sera utilisée et aucune mesure corrective ne serait prise si, la surcharge ampèremétrique disparaissant avec la fin de la pointe de charge, la température limite n'était pas dépassée. (On parle de limite ou de surcharge thermique.) Lorsque la situation est critique, on peut accepter de faire fonctionner un élément au-delà de sa limite thermique, c'est-à-dire de le faire « vieillir » plus rapidement que normalement, sans toutefois dépasser la « réserve de vie » épargnée par un fonctionnement antérieur à une température inférieure à la limite thermique. La loi de Montsinger montre en effet que la vitesse de vieillissement est multipliée par 2 ou ½ selon que la température de l'élément augmente ou diminue de 6°. Un fonctionnement permanent à la limite thermique conduit à la durée de vie théorique de l'élément. Il y correspond la vitesse normale de vieillissement. C'est le calculateur central qui est chargé de tenir à jour les compteurs de « réserve de vie » de chaque élément.

6. Recherche du remède

Lorsque la surcharge est assez importante pour mettre en danger l'équipement surchargé, il faut réduire ou faire disparaître la surcharge. Il n'est pas prévu pour l'instant d'utiliser des techniques automatiques, mais de laisser à l'opérateur la responsabilité de la *proposition* des remèdes visant à supprimer la surcharge. Il peut aisément vérifier la validité des remèdes qu'il propose grâce au caractère *interactif* de tous les programmes décrits précédemment. Lorsque l'opérateur est satisfait, il fait mémoriser par le calculateur la procédure de sauvegarde qu'il a mise au point. Rappelons que c'est uniquement si l'incident se présentait réellement que l'ordinateur proposerait son « guide-opérateur » en laissant à l'homme la responsabilité de l'exécuter ou pas. Du fait de l'inertie thermique des lignes, un délai suffisant s'écoule entre l'apparition d'une surcharge ampèremétrique et le dépassement de la température limite. De ce fait, aucune mesure préalable, qui apparaîtrait comme une contrainte à l'optimum économique, ne doit être prise. Cette technique ne serait pas applicable en cas d'instabilité, par exemple, pour laquelle les réactions doivent être rapides.

3.2.3 La sécurité dans l'état perturbé (ou d'alerte)

Il importe évidemment de détecter correctement que le réseau est passé dans l'état perturbé. Supposons que l'incident initiateur de l'état de surcharge soit intérieur à la zone, il s'est forcément accompagné d'un changement de position d'un ou de plusieurs disjoncteurs, c'est-à-dire d'un changement de la topologie du réseau. C'est pourquoi *toutes* les télésignalisations sont traitées de la même manière par des routines topologiques qui ont un double but :

- 1. Signaler rapidement à l'opérateur les éléments mis hors tension (aussi bien les nœuds que les moyens de transport), les îlots, les nœuds en insécurité logique, c'est-à-dire alimentés en antenne. Cette routine traite uniquement des variables logiques, elle est très rapide. Elle permet à l'opérateur de se faire une première idée de la cause de l'incident éventuel et de ses conséquences.
- 2. Préparer les nouvelles matrices pour le load flow d'acquisition car la variation de topologie a rendu les anciennes périmées. Le calcul de la matrice d'admittance et son inversion effectués uniquement lors des changements de topologie.

Pendant ce temps, les télémesures sont toujours reçues et traitées. Lorsque le calculateur en possède un nombre suffisant ayant trait au réseau après le changement de topologie, il lance le load flow d'acquisition. Il le fait également en cas d'alarme « Télémétrie », sans modification de topologie comme annoncé au § 3.2.2, point 1.

Si le load flow d'acquisition permet de constater qu'aucun élément n'est surchargé, le réseau se trouve dans l'état *normal* et le calculateur retourne à ses tâches normales.

Si un élément quelconque est surchargé, le réseau se trouve dans l'état *d'alerte*. Il convient que l'opérateur le ramène dans l'état normal. Si l'incident que la première routine topologique a détecté appartient à la famille retenue, le remède a été prévu, il est présenté en « guide opérateur » au dispatcher qui conserve la responsabilité de l'administrer. Si l'incident n'appartient pas à cette famille, qu'il soit trop grave ou trop bénin, le dispatcher doit alors prendre l'initiative des mesures de sauvegarde. Il est grandement aidé par les indications claires et précises que lui a fournies la première routine topologique et par la connaissance précise de l'état du réseau que lui donne le load flow d'acquisition.

3.2.4 La sécurité dans l'état de reconstruction

Il faut malheureusement prévoir que, malgré la belle certitude affichée dans les paragraphes précédents, une partie plus ou moins importante du réseau (plus qu'un simple nœud) peut se retrouver hors tension. Les recherches de critères logiques de reconstruction ne se sont pas avérées très concluantes jusqu'à présent. Aussi est-il prévu de confier également au dispatcher la responsabilité de la reconstruction du réseau, c'est-à-dire des opérations de raffermissement du réseau et de relance de la charge. Pour ce faire, le dispatcher possède une idée claire et exacte de l'état du réseau et peut prévoir les conséquences de chacune des actions qu'il projette avant de l'exécuter. Il est ainsi à même d'établir une politique de reconstruction qui, si elle n'est pas optimale, pourra cependant être exécutée rapidement sous sa direction, sans résérer les désagréments de nouveaux déclenchements.

Remarque : Comme on a pu s'en rendre compte, la sécurité d'exploitation d'un réseau repose largement sur la compétence, l'esprit d'initiative, la rapidité des décisions du dispatcher. Grâce à la puissante installation de calcul et de traitement de l'information qui est mise à sa disposition, il est débarrassé de toutes les tâches fastidieuses, il possède à chaque instant une vue claire et précise de l'état exact du réseau, il n'est pas submergé en cas d'incident par un flot d'informations d'inégale importance, mais celles-ci sont préalablement traitées pour lui fournir la cause initiale et ses conséquences les plus graves. L'homme, ainsi puissamment aidé, peut faire valoir ses irremplaçables qualités.

3.2.5 La typologie (Pattern recognition)

La méthode de simulation des incidents telle qu'elle a été décrite au § 3.2.2 impose une charge très lourde au calculateur. Il ne serait pratiquement pas possible de traiter un problème de stabilité en temps réel. Cette charge est d'autant plus lourde que les calculs sont souvent inutiles, puisque le réseau se trouve dans un état proche de celui dans lequel il se trouvait la veille, ou la semaine précédente, pour lequel la réponse est connue. Il serait donc intéressant de doter le calculateur d'une faculté de reconnaissance des ressemblances.

Un pas supplémentaire peut encore être franchi en utilisant les techniques de la typologie (pattern recognition). Par cette méthode, tous les calculs en temps réel sont remplacés par la simple et très rapide évaluation du signe d'une fonction discriminante $f(x)$ établie, pour chacun des incidents, à partir des résultats de nombreux calculs « off-line » préalables. Les trois étapes de l'établissement d'une fonction sont les suivantes :

1. *Echantillon d'apprentissage.* Considérons un réseau dans un état de charge donné. Certains moyens de production ou de transport sont indisponibles, mais il a été tenu compte de ces indisponibilités pour établir la répartition de la production entre groupes. Cet état est représenté par un point dans l'espace des mesures qu'il est possible d'effectuer sur le réseau (productions, transits, tensions, etc.). La dimension de cet espace est élevée. Le point reçoit, pour chaque incident, une étiquette « Insécurité, sécurité » ou « Rouge/vert », selon que l'incident qu'on lui applique fasse ou non passer le réseau dans l'état d'alerte. Tout l'espace est « colorié » en choisissant un certain nombre de points selon des critères heuristiques ou statistiques. Il existe une surface de séparation que l'on recherche, elle est définie par $f(x) = 0$.

2. *Variables sélectionnées.* Une méthode a été élaborée qui permet de ne retenir, parmi toutes les variables, que celles qui ont une influence marquée sur la fonction discriminante. Il en résulte une simplification de cette dernière.

3. *Fonction discriminante.* Pour simplifier l'exploitation, des hypothèses sont faites sur la forme de la fonction discriminante : linéaire ou quadratique. Des algorithmes recherchent les paramètres de la surface de séparation. Il se peut qu'il n'en existe aucune de la forme imposée. Dans ce cas, les algorithmes fournissent les paramètres tels qu'une fonction des distances à la surface des points mal classés soit minimale.

La méthode a été appliquée à un réseau-type de 25 noeuds avec des résultats très encourageants. Les calculs devant mener à l'application à une zone belge sont à présent en cours de préparation.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] R. PELISSIER : *Les réseaux d'énergie électrique*. DUNOD, Paris, 1971, 2 tomes.
- [2] H. BALERIAUX, E. JAMOULLE, F. LINARD DE GUERTECHIN : *Simulation d'un parc de machines thermiques couplé à des stations de pompage*. Revue E, vol. 5, N° 7, 1967, p. 225-245.
- [3] J. AUGE, J. BARBEY, J. BERGOUGNOUX, J. DE CALBIAC, J. DELPECH, J. POUGET : *Risque de défaillance et planification des réseaux à THT*. CIGRE. Rapport 32-21, 1972.
- [4] G. H. MARCHAL, R. PONCELET : *Introduction à la protection sélective*. Revue E, vol. 4, n° 9 à 12, 1965.
- [5] J. C. SIROUX, R. VIGNON, M. PETARD : *La sécurité d'alimentation des grands réseaux électriques*. 6^e congrès S.F.E., Aix en Provence, 1967.
- [6] H. BALERIAUX : *Les grands réseaux d'interconnexion — Vue d'avenir sur l'utilisation possible de l'automatisme associé à la conduite des grands réseaux et du contrôle des centres de production*. Bulletin SRBE, T. 76, n° 4, 1960, p. 353-361.
- [7] P. GOEMINE, P. VAN MIEGROET, J. P. WAHA : *Projet Descartes*. Power System Computer Conference, Grenoble, 1972.
- [8] T. E. DY LIACCO : *The emerging concept of security control*. Symposium : Electric Power in the 1970. Purdue University, 1970.
- [9] T. E. DY LIACCO : *The adaptive reliability control system*. IEEE Trans., vol. PAS-86, 1967, p. 517-531.
- [10] I. LEFKOWITZ : *Multilevel approach applied to control system design*. Trans. A.S.M.E., vol. 88, 1966, 9 p.
- [11] I. LEFKOWITZ : *Design and applications of multilayer control*. 4th IFAC congress, Varsovie, 1969.
- [12] M. COUVREUR : *Le réglage logique adaptatif*. Energie, 1966 (p. 93-101, 147-157) et 1967 (29-39).
- [13] I.B.M. : *Power System Computer Feasibility study for the Public Service Department, New-York State*. I.B.M. Research Div., San José, 1968.
- [14] M. FORSTER, R. BERTHOLD : *Essais de surintensité avec le dispositif de protection électronique des barres omnibus*. Revue Brown Boveri, T. 55, 1968, p. 250-256.
- [15] H. RONDBERG : *Déclenchement d'un court-circuit dans une installation à 220 kV par le relais de protection électronique de barres omnibus*. Revue Brown Boveri, T. 55, 1968, p. 261-262.
- [16] M. PETARD : *Evolution actuelle des principes et des moyens de protection des réseaux d'interconnexion*. R.G.E., T. 8, n° 9, 1969, p. 793-810.
- [17] R. PONCELET : *Emploi des calculateurs numériques pour la protection des réseaux*. CIGRE, rapport 32-08, 1972, 15 p.
- [18] R. PONCELET : *La protection des réseaux par calculateurs numériques*. Congrès de l'A.I.M. Liège, juin 1973.
- [19] A. KOLAR : *Protection des lignes et des réseaux*. Traduction des articles du Bulletin Oerlikon n° 372, 373/374, 377/378, 382.
- [20] E. ZUROWSKI : *Fiabilité grâce à l'utilisation de relais de protection électronique*. Congrès de l'A.I.M., Liège, juin 1973.
- [21] L. FABRIKANT : *L'application de la théorie de la fiabilité au domaine des dispositifs de protection à relais*. Elektritschestvo n° 9, 1965, p. 36-40 (en russe).
- [22] K. A. SMIRNOV : *Des particularités de la technique de la fiabilité des dispositifs de protection par relais*. Elektritschestvo n° 8, 1967, p. 81-89 (en russe).
- [23] F. BARDIAUX : *Application d'un système de protection de réserve sélective aux postes à 150 kV importants d'une grande agglomération*. Bull. SRBE, vol. 83, n° 1, 1967, p. 1-15. CIGRE, rapport 34.01, 1970, 17 p.
- [24] H. UNGRAD : *Protection de réserve*. Revue BBC, T. 55, n° 6, 1968, p. 297-305.
- [25] H. UNGRAD, H. GLAVITSCH : *Protection de réserve et surveillance de la sécurité de réseau coordonnées et centralisées comme constituants d'un système intégré pour l'automatisation des réseaux de transport d'énergie*. CIGRE, rapport 34-03, 1970, 11 p.
- [26] R. PONCELET : *Contribution à la conduite et à la protection des réseaux électriques par calculateurs numériques*. Thèse de doctorat en Sciences appliquées, Bruxelles, 1972.

Adresse de l'auteur :

Dr R. Poncelet
Université libre de Bruxelles
50, av. F. D. Roosevelt
1050 Bruxelles (Belgique)