

Zeitschrift: Bulletin technique de la Suisse romande

Band: 100 (1974)

Heft: 23

Artikel: Modèles pour la reconstruction de l'état d'un réseau d'énergie électrique

Autor: Ariatti, F.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-72139>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.03.2025

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

Modèles pour la reconstitution de l'état d'un réseau d'énergie électrique

par F. ARIATTI, Rome

1. Estimation de l'état d'un réseau de transport en régime permanent

1.1. La surveillance et la conduite de l'exploitation d'un réseau de transport sont réalisées dans des centres de contrôle (dispatchings), parfois à plusieurs niveaux, par exemple : dispatching national, dispatchings régionaux, centres de télécommande de zone. Leur but primordial consiste à utiliser les ouvrages de production, de transport et de transformation à la disposition de l'exploitation, pour assurer la continuité, la qualité et l'économie de la desserte en énergie électrique, compte tenu des contraintes existant tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du système.

Depuis l'existence de ces centres de contrôle des mouvements d'énergie sur les réseaux, on a reconnu la nécessité de mettre à la disposition des opérateurs un flux d'informations relatives à des états logiques (signalisations des changements de structure du réseau contrôlé) et à des grandeurs (mesures des variables concernées : puissances, modules de tension, courants, fréquences, etc.). Dans une première époque les informations étaient limitées à celles en provenance des installations (générateurs, lignes, postes) qui jouaient le rôle le plus important dans chaque réseau. Les structures étant relativement simples, des informations partielles pouvaient encore être suffisantes pour permettre aux dispatchers de prendre, grâce à une expérience acquise pendant plusieurs années, des décisions veillant à réduire la probabilité d'incidents graves ou leur durée ou leur étendue.

Aujourd'hui la situation est changée. L'accroissement rapide de la consommation d'énergie électrique a provoqué une évolution des caractéristiques des réseaux.

On constate :

- une concentration des moyens de production sur des centrales de grande puissance ;
- une augmentation de l'étendue, de la densité et de la complexité des réseaux de transport à l'intérieur de chaque pays, voire entreprise électrique ;
- un développement très fort des interconnexions internationales.

Cette évolution a fait apparaître la nécessité d'un accroissement de la quantité et, en même temps, de la disponibilité et de la fiabilité des informations à mettre à la disposition des centres de contrôle. D'autre part, les opérateurs se sont heurtés à des difficultés pour utiliser cette masse de données sans l'aide des techniques modernes de collecte, de traitement et d'affichage des informations.

Comme pour d'autres processus industriels, on a vu enfin l'intérêt de disposer d'un modèle « en ligne », qui fournit en temps utile, avec des valeurs acceptables de disponibilité, l'état du réseau de transport contrôlé, pratiquement à chaque instant. Ce modèle constitue le point de départ pour :

- une surveillance de l'exploitation, qui s'appuie sur des informations suffisamment fiables et complètes ;

- la simulation, à la demande de l'opérateur, du comportement du réseau par suite de possibles modifications de structure, des productions, des charges, etc. avant qu'elles se produisent ;
- le déroulement automatique des calculs d'analyse de sécurité, des répartitions optimales des productions de puissance active et réactive compte tenu des contraintes ; l'élaboration des stratégies à suivre en cas de perturbations, etc. ;
- l'examen rétrospectif de situations du passé et l'étude de mesures pour éviter la répétition d'incidents à l'avenir.

Dans la suite de ce chapitre (A), on considère les principes et les techniques qui ont été développés pour la mise au point de modèles « en ligne » des réseaux de transport en régime permanent.

1.2. Au point de vue de la structure, un réseau de transport (fig. 1) peut être schématisé comme un ensemble de lignes et de transformateurs d'interconnexion (branches) aboutissant, par l'intermédiaire d'appareils de coupure, aux jeux de barres (nœuds) de postes et de centrales. Le modèle de réseau qui est considéré dans ce chapitre (A) est conçu pour l'étude du transport dans les hypothèses suivantes :

- a) régime permanent sinusoïdal ;
- b) symétrie cyclique des branches ;
- c) système symétrique de tensions (et de courants).

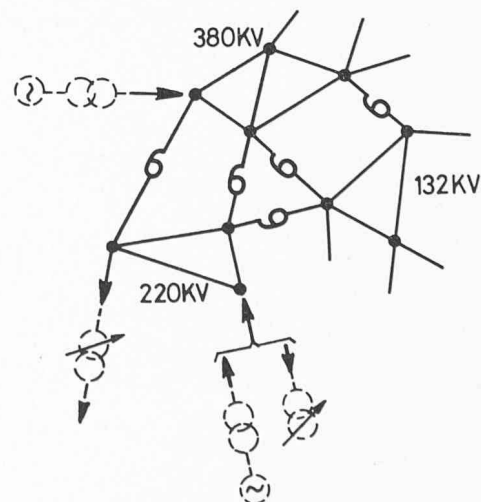


Fig. 1. — Réseau de transport.

En effet, dans les réseaux de transport réels on relève des dissymétries de courant et des distorsions dues aux harmoniques, de l'ordre de quelques pour-cent. Ces phénomènes n'ont pas, en général, des répercussions significatives sur la conduite de l'exploitation.

Le modèle d'un réseau à un certain instant est déterminé si l'on connaît, pour chaque branche :

1.2.1 le schéma, en π : (fig. 2 et 3) (on suppose qu'il ait été calculé et qu'il soit mémorisé dans le calculateur du centre de contrôle).

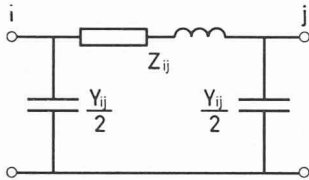


Fig. 2. — Schéma en π d'une ligne.

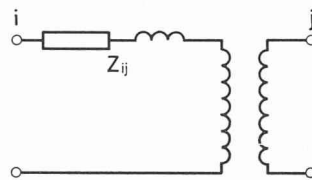


Fig. 3. — Schéma d'un transformateur à 2 enroulements.

1.2.2 les nœuds auxquels les extrémités de la branche sont connectées à l'instant donné (des informations sont nécessaires sur la position (enclenchée, déclenchée) des disjoncteurs et des sectionneurs d'aiguillage aux deux extrémités de chaque ligne ou transformateur d'interconnexion ainsi que sur la position des disjoncteurs et des sectionneurs de couplage jeux de barres).

1.3. Plusieurs variables peuvent être définies par rapport à chaque nœud i du modèle, par exemple :

- tension imposée (2 composantes, p. ex. : module U_i et phase θ_i , étant fixée égale à 0 la phase dans un nœud choisi arbitrairement (p. ex. : n)) ;
- puissances triphasée (2 composantes, p. ex. : active (P) et réactive (Q)), à savoir :
 - injection (P_i, Q_i) : somme algébrique des puissances fournies par les groupes de production et des puissances absorbées par les consommations au nœud i ;
 - transit (P_{ij}, Q_{ij}) : puissance circulante, à l'extrémité i , sur la branche reliant le nœud i au nœud j ;
- courants injectés ou circulants dans les branches, etc.

Les relations entre ces variables sont déduites par les deux lois de Kirchhoff. En se limitant aux puissances et aux tensions, on a :

$$P_{ij} = f_{Pij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j) = \frac{U_i U_j}{Z_{ij}} \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) + U_i^2 \frac{\sin \delta_{ij}}{Z_{ij}} \quad (1a)$$

$$Q_{ij} = f_{Qij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j) = -\frac{U_i U_j}{Z_{ij}} \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) + U_i^2 \left(\frac{\cos \delta_{ij}}{Z_{ij}} - \frac{Y_{ij}}{2} \right) \quad (1b)$$

$$P_i = \sum_j P_{ij} \quad Q_i = \sum_j Q_{ij} \quad (2)$$

où : $i = 1, 2, \dots, n$; $n =$ nombre des nœuds du réseau
 $j =$ indice d'un nœud relié directement au nœud i par une branche.

Pour écrire ces relations, il faut évidemment connaître les paramètres ($Z_{ij}, \delta_{ij}, Y_{ij}$) des schémas en π des branches (§1.2.1) et la structure (§1.2.2) du réseau.

$2n$ variables parmi celles qui sont indiquées ci-dessus peuvent être choisies comme variables indépendantes ; les autres deviennent des variables dépendantes. Plusieurs choix de variables indépendantes sont théoriquement possibles ; trois sont cités ici, avec l'indication des méthodes pour calculer les valeurs des variables dépendantes.

1.3.1 Module et phase de tension à chaque nœud (la phase au nœud n étant égale à 0)

On peut obtenir séparément, à partir de chacune des Eq. (1a, 1b) un transit et à partir de chacune des Eq. (2) une injection, sans nécessité de résoudre un système d'équations.

Les $2n-1$ variables $U_1, U_2, \dots, U_n, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_{n-1}$ sont nommées dans la suite variables d'état.

1.3.2 Module de tension au nœud n (où la phase est fixée égale à 0) et transits (actifs et réactifs) à une seule extrémité de $n-1$ branches choisies d'une manière opportune

Ces branches doivent être les éléments d'un « arbre », qu'on peut parcourir, en touchant tous les nœuds sans former des mailles (voir parcours pointillé, fig. 4).

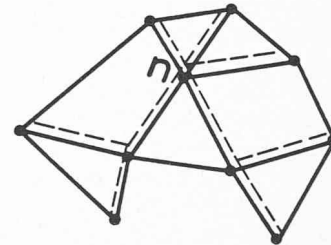


Fig. 4. — Arbre d'un réseau.

A partir du nœud n on peut obtenir le module et la phase de tension de chaque nœud, l'un après l'autre, par l'application de formules qu'on obtient de la théorie des quadripôles, sans nécessité de résoudre des systèmes d'équations. A la fin du calcul, on est dans la situation du point précédent.

1.3.3 Injections actives aux nœuds $i = 1, 2, \dots, n-1$; phase de tension égale à 0 au nœud n (nœud bilan), modules de tension en t nœuds et injections réactives aux autres $n-t$ nœuds

On détermine $(n-1) + (n-t) = 2n-t-1$ valeurs inconnues de modules et de phases de tension par la solution du système d'équations non linéaires qu'on obtient à partir des Eq. (1a, 1b et 2) :

$$P_i = \sum_j f_{Pij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j) = f_{Pi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots) \quad (3a)$$

modules et phases des tensions à tous les nœuds j reliés directement par des branches au nœud i (en nombre de $n-1$)

et

$$Q_i = \sum_j f_{Qij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j) = f_{Qi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots) \quad (3b)$$

modules et phases des tensions à tous les nœuds j reliés directement par des branches au nœud i (en nombre de $n-t$)

En désignant :

\underline{Z} = vecteur des variables P_i, Q_i

\underline{X} = vecteur des variables d'état

\underline{f} = vecteur des fonctions f_{P_i}, f_{Q_i}

et en écrivant les Eq. (3a, 3b) en forme matricielle on obtient :

$$\underline{Z} = \underline{f}(\underline{X}) \quad (3c)$$

Après la solution du système d'équations non linéaires exprimé par l'équation matricielle (3c), on connaît les valeurs de toutes les $2n-1$ variables d'état. On est dans la condition du cas 3.1, dans laquelle on peut déterminer immédiatement les répartitions de puissance (load-flow). Plusieurs méthodes de calcul et des techniques particulières de programmation ont été développées pour réduire le temps de calcul et pour améliorer la convergence.

Suivant la méthode de Newton, on obtient à l'itération p -ième (voir Annexe, p. A1) :

$$\hat{X}_{p+1} = \hat{X}_p + F_p^{-1} (\underline{Z} - \underline{f}(\hat{X}_p)) \quad (4)$$

où : $F_p = \left(\frac{\partial f}{\partial X} \right)_p$ est la matrice jacobienne ayant pour éléments les dérivées partielles des fonctions composantes de \underline{f} par rapport aux variables composantes de \underline{X} calculées en \hat{X}_p . Pour les réseaux réels cette matrice est creuse : le nombre des éléments non nuls est de quelques pour-cent par rapport au total. Cela permet d'utiliser des algorithmes particuliers.

1.4. Pour la reproduction « hors ligne » des répartitions de puissance à un instant donné du passé, on dispose habituellement :

- d'informations complètes sur la structure du réseau (§1.2.2) ;
- de valeurs de mesure en quantité m redondante (c'est-à-dire supérieure au nombre strictement nécessaire = $2n-1$) des :
 - modules de tension aux nœuds ;
 - transits actifs et réactifs à l'une ou aux deux extrémités des branches ;
 - injections actives et réactives aux nœuds de production et, moins fréquemment, aux nœuds de consommation (où la puissance est fournie à des utilisateurs ou, par l'intermédiaire de transformateurs, à des réseaux à tension inférieure).

Par contre, on n'a pas de valeurs de phase des tensions, à cause des difficultés de mesure. Par conséquent, la méthode du §1.3.1 n'est utilisée qu'après le calcul des variables d'état qui ne sont pas mesurées.

On pourrait choisir $2n-1$ parmi les m valeurs disponibles, de telle sorte que la méthode du (§1.3.2) ou (§1.3.3) puisse être employée. La solution obtenue permettrait de calculer les autres variables, comme indiqué au (§1.3.1). Si les mesures étaient exactes, on trouverait une correspondance parfaite entre la valeur calculée et la valeur mesurée de toutes les variables qui font l'objet d'une mesure directe.

En réalité, les données de mesure dont on dispose sont entachées d'erreurs dues :

- aux transformateurs de mesure ;
- aux convertisseurs de mesure ;

- aux convertisseurs analogiques-numériques ;
- parfois au type d'insertion, si elle n'est pas triphasée, pour les mesures de puissance ;
- au fait que toutes les mesures ne sont pas prises au même instant.

Des valeurs purement indicatives des pourcentages d'erreur maximum, en fonction de la classe de précision des transformateurs de mesure, résultent de la somme des deux termes qui figurent dans le tableau :

	Valeurs indicatives des erreurs maximum en %	
	de la valeur de mesure	de la portée de mesure
tensions cl. 0,5 cl. 0,2 avec compensation des dissymétries	0,5 0,2 0,2	1,2 1,2 0,5
puissances actives ($\cos \varphi = 0,9$) cl. 0,5 cl. 0,2	1,5 0,6	0,7 0,7
puissances réactives ($\cos \varphi = 0,9$) cl. 0,5 cl. 0,2	2,0 1,0	0,7 0,7

Une partie importante de ces erreurs est systématique. Cependant, l'hypothèse d'espérance mathématique nulle des erreurs de mesure est employée constamment dans les publications sur l'estimation de l'état de réseau.

Evidemment, cela n'est justifié que si l'on suppose que la composante systématique des erreurs soit pratiquement éliminée. Très probablement l'expérience des applications « en ligne » pourra confirmer cette position.

Il faut aussi rappeler que dans certains cas (p. ex. : plusieurs convertisseurs de mesure alimentés par les mêmes transformateurs de tension), des erreurs attachées à des mesures différentes sont corrélées entre elles, ce qui rend leurs covariances nécessairement non nulles. Ces cas-ci sont en opposition à l'hypothèse d'une matrice diagonale des variances-covariances.

Dans les calculs de simulation de l'influence des erreurs de mesure sur l'estimation de l'état de réseau, on suppose habituellement que, à un instant donné, le pourcentage d'erreur, par rapport à sa valeur maximum, soit distribué entre toutes les mesures suivant une loi équiprobable (distribution rectangulaire) ou normale (distribution gaussienne). La première des deux hypothèses est naturellement plus sévère.

A cause de la présence d'erreurs de mesure, on obtient des reproductions de l'état de réseau qui ne sont souvent pas acceptables quand on n'utilise que le nombre strictement nécessaire ($2n-1$) de mesures, par l'application de la méthode du §1.3.2. Dans les cas de réseaux étendus, où l'« arbre » choisi pour le calcul est constitué par plusieurs branches en série, l'effet de propagation des erreurs de mesure peut conduire à des écarts importants entre les valeurs calculées et les valeurs « vraies » des variables d'état aux nœuds extrêmes.

Des résultats bien plus satisfaisants pourraient être obtenus par la méthode du §1.3.3 (load-flow) si l'on disposait des $2n-1$ valeurs des injections actives et réactives qui sont requises. Mais, comme on l'a dit, ceci n'est pas le cas dans les réseaux réels. D'ailleurs, on ne pourrait pas compter sur un système de mesures basé sur les injections. Le défaut d'une seule mesure empêcherait la solution du problème, d'où la nécessité d'un système de mesures redondant et d'une méthode de traitement qui utilise la totalité des mesures disponibles pour en déduire, au mieux, l'information qui y est contenue. A cette fin il convient de se mettre dans l'hypothèse que la totalité des mesures possibles de transits, injections et modules de tensions (on pourrait ajouter les courants; les considérations qui suivent s'adaptent aisément) soit disponible.

Soient $P_{ij}^m, Q_{ij}^m, P_i^m, Q_i^m, U_i^m$ ces valeurs. A cause des erreurs de mesure elles ne peuvent satisfaire les équations (1a, 1b, 3a, 3b) qu'à des résidus près, que l'on indique comme :

$$\eta_{Pij}, \eta_{Qij}, \eta_{Pi}, \eta_{Qi}, \eta_{Ui}$$

On a :

$$P_{ij}^m - f_{Pij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j) = \eta_{Pij} \quad (5a)$$

$$Q_{ij}^m - f_{Qij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j) = \eta_{Qij} \quad (5b)$$

$$P_i^m - f_{Pi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots) = \eta_{Pi} \quad (5c)$$

$$Q_i^m - f_{Qi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots) = \eta_{Qi} \quad (5d)$$

et, par analogie :

$$U_i^m - U_i = \eta_{Ui} \quad (5e)$$

En forme matricielle, les équations (5a, b, c, d, e) sont exprimées comme suit :

$$\underline{Z}^m - \underline{f}(X) = \underline{\eta} \quad (5f)$$

où : \underline{Z}^m = vecteur de toutes les mesures disponibles

\underline{X} = vecteur des variables d'état

\underline{f} = vecteur des fonctions

$\underline{\eta}$ = vecteur des résidus

C'est un système de $m (> 2n-1)$ équations non linéaires, dont les inconnues sont les $2n-1$ variables composantes du vecteur X et les m résidus, en total : $2n-1 + m$. Le système admet, en général, une infinité de solutions. On en choisit une suivant un critère d'ajustement optimal (best fit), par exemple celui des moindres carrés. Il fournit les valeurs des variables d'état qui rendent minimale la somme des résidus au carré. Cette somme doit être pondérée, si la confiance que l'on a en chaque mesure n'est pas la même, par exemple à cause de différences entre les classes de précision des appareils. On peut en tenir compte à l'aide de « poids » W_i définis à un facteur près. A une mesure que l'on sait bonne, on donnera plus d'influence qu'à une autre considérée comme moins précise. En cas de validité de l'hypothèse d'erreurs purement aléatoires, ce poids peut être pris égal à l'inverse de la variance (carré de l'écart-type) de la mesure. D'après le principe des moindres carrés, la solution optimale correspond au minimum de la fonction suivante :

$$J(U_i, \theta_i) = \sum_i W_{Pi} [P_i^m - f_{Pi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots)]^2 + \sum_i W_{Qi} [Q_i^m - f_{Qi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots)]^2 + \sum_{i,j} W_{Pij} [P_{ij}^m - f_{Pij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j)]^2 + \sum_{i,j} W_{Qij} [Q_{ij}^m - f_{Qij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j)]^2 + \sum_i W_{Ui} [U_i^m - U_i]^2 = \min \quad (5g)$$

ou, en forme matricielle :

$$J = \underline{\eta}^T W \underline{\eta} = [\underline{Z}^m - \underline{f}(X)]^T W [\underline{Z}^m - \underline{f}(X)] \quad (5h)$$

avec : W = matrice diagonale ayant comme éléments les poids des mesures ;

T indiquant la transposition (lignes en colonnes et vice-versa).

Au point de vue mathématique, il s'agit d'un problème d'optimisation d'une fonction non linéaire sans contrainte. Les conditions nécessaires de l'optimum sont écrites en annulant les dérivées partielles de J par rapport aux variables d'état. Par exemple, en référence à la variable U_i :

$$\begin{aligned} \frac{\partial J}{\partial U_i} = & -2 \sum_i W_{Pi} [P_i^m - f_{Pi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots)] \frac{\partial f_{Pi}}{\partial U_i} + \\ & -2 \sum_i W_{Qi} [Q_i^m - f_{Qi}(U_i, \dots, U_j, \dots, \theta_i, \dots, \theta_j, \dots)] \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} + \\ & -2 \sum_{i,j} W_{Pij} [P_{ij}^m - f_{Pij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j)] \frac{\partial f_{Pij}}{\partial U_i} + \\ & -2 \sum_{i,j} W_{Qij} [Q_{ij}^m - f_{Qij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j)] \frac{\partial f_{Qij}}{\partial U_i} + \\ & -2 W_i [U_i^m - U_i] = 0 \end{aligned} \quad (6a)$$

En forme matricielle :

$$F^T W [\underline{Z}^m - \underline{f}(X)] = \underline{0} \quad (6b)$$

où : $F = \frac{\partial f}{\partial X}$ est la matrice jacobienne ayant pour éléments les dérivées partielles des fonctions composantes de \underline{f} par rapport aux variables composantes de \underline{X} .

La solution du système d'équations non linéaires exprimé par l'équation matricielle (6b) donne les valeurs des variables d'état qui minimisent la fonction J (dans la mesure où elle est convexe). Elles fournissent la « meilleure » estimée dans le sens établi par le principe des moindres carrés.

Comme précisé plus haut, l'expression de la fonction J a été donnée dans l'hypothèse tout à fait générale que toutes les mesures possibles soient disponibles. En réalité on n'est jamais dans cette situation, mais la méthode demeure applicable, à la condition toutefois que les mesures existantes suffisent pour assurer que le système soit « observable ». Autrement dit, les mesures doivent être non inférieures à $2n-1$ et choisies de telle sorte que le système d'équations (6b) puisse être résolu. Comme cas extrêmes, on peut citer ceux du §1.3.2 et §1.3.3 où les mesures utilisées sont exactement $2n-1$.

De nombreuses techniques ont été proposées pour la solution du système (Eq. 6b). Elles appartiennent essentiellement à deux catégories :

- méthodes de programmation non linéaire (p. ex. : méthodes du gradient) ;
- méthodes itératives, basées sur la linéarisation à chaque itération, des fonctions qui figurent dans le système (6b).

Si l'on emploie la méthode itérative de Newton-Raphson on obtient, à l'itération p -ième (v. Annexe) :

$$\hat{X}_{p+1} = \hat{X}_p + (F_p^T W F_p)^{-1} F_p^T W [\underline{Z}^m - \underline{f}(\hat{X}_p)] \quad (6c)$$

Pour la reproduction hors ligne de l'état du réseau de transport dans des situations du passé, l'ENEL utilise depuis 1968 un programme basé sur le principe des moindres carrés tel qu'il a été décrit plus haut. De bons résultats ont été obtenus aussi par une méthode simplifiée, nommée *load-flow généralisé*, qui utilise la plupart des mesures redondantes en appliquant un programme usuel de calcul des répartitions de puissance. Le principe de cette méthode est le suivant :

- pour chacun des $\tau (\leq 2n-1)$ nœuds, pour lesquels on dispose des mesures d'injection de puissance active on écrit l'équation (5c) en supposant le résidu $\eta_{Pi} = 0$;
- pour chacun des autres $2n-1-\tau$ nœuds on somme les équations (5a) relatives aux mesures de transits actifs disponibles ; s'il y a des branches où la mesure du transit n'existe qu'à l'autre extrémité j , on somme aussi les équations (5a) correspondantes ; on suppose que pour chaque nœud la somme des résidus soit nulle ;
- on suppose que les mesures de tension en t nœuds soient exactes ;
- pour les autres $n-t$ nœuds, on utilise les mesures d'injection et de transit de puissance réactive comme on l'a fait pour l'active.

La méthode simplifiée (load-flow généralisé) est employée régulièrement au Centre de dispatching de Rome pour la reproduction de l'état du réseau italien comme base pour les analyses de sécurité. Ce programme a été utilisé aussi pour la représentation de situations réelles du réseau d'interconnexion des pays de l'Europe Occidentale Continentale.

L'encombrement de mémoire pour un réseau de 300 nœuds, 600 branches est de 25 K-mots ; le temps de calcul, dans la version « hors-ligne », est de l'ordre de 25 s sur un ordinateur caractérisé par un cycle de mémoire de 0,75 μ s.

1.5. Le premier modèle « en ligne » d'un réseau de transport, basé sur l'estimation de l'état, par un algorithme de moindres carrés, a été réalisé en Norvège (Tokke) fin 1971 pour un réseau à 275 kV à 9 nœuds.

Une autre méthode dérivée de celle des moindres carrés mais utilisant une seule mesure de tension et des mesures des transits de puissance, en principe aux deux extrémités de chaque branche, est utilisée à l'American Electric Power et à l'Electricité de Laufenbourg depuis novembre 1972.

Une technique de solution du type séquentiel (filtre de Kalman) qui traite une ou plusieurs informations au fur et à mesure qu'elles se présentent est employée par la Bonneville Power Administration.

Dans les réalisations en ligne, les informations sont constituées par des téléseignalisations et des télémesures, qui sont destinées à être mémorisées et traitées automatiquement par un ordinateur. Si l'on pense à l'utilisation de ces informations pour la conduite de l'exploitation on s'aperçoit de la nécessité de les vérifier pour rendre très faible la probabilité de prise en compte par le calculateur d'informations complètement erronées. En se limitant aux télémesures, il faut :

- a) déceler la présence d'erreurs dues aux défaillances des appareils ;
- b) détecter et rejeter les télémesures erronées et remplacer, si nécessaire, ces télémesures, par des données statistiques (pseudomesures).

L'objectif a) semble être atteint avec une probabilité satisfaisante par le contrôle de la variation de la fonction J dans le temps. En effet, elle tend à monter brusquement

à l'apparition de données fort erronées. Le résultat b) est bien plus difficile à atteindre. Dans le cas de la prise en charge par l'ordinateur d'une mesure fort erronée d'une variable, les répercussions sur l'estimation de l'état peuvent être telles que plusieurs écarts résultant entre les valeurs calculées et les valeurs mesurées deviennent importants : souvent la mesure erronée ne peut pas être aisément détectée par une comparaison directe entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées.

Pour faire face au problème, deux tendances se sont manifestées. L'une fait confiance à toute une série de contrôles logiques qui tiennent compte de la portée de mesure, de la vitesse maximale de variation, de la cohérence avec la structure du réseau, etc. L'autre tendance est à l'utilisation toujours plus poussée du calcul et des méthodes statistiques. L'expérience montrera quelle est la solution la meilleure.

Deux tendances se présentent aussi pour la détection et la correction d'erreurs dans les informations sur les positions des disjoncteurs et des sectionneurs du réseau. Ici une redondance de l'information comme pour les télémesures n'existe pas. Toutefois, plusieurs contrôles logiques et des applications de la théorie de l'identification sont possibles. Ces dernières peuvent être employées aussi pour corriger des erreurs dans les paramètres du modèle de réseau. Dans ce domaine, les possibilités d'utilisation pratique sont strictement liées aux performances des calculateurs car le volume des calculs nécessaires tend à être important.

ANNEXE

A.1) Soit $\underline{Z} = \underline{f}(\underline{X})$ le système d'équations (Eq. 3c, §1.3.3) à résoudre pour le calcul de répartition (load-flow). En désignant : \underline{X}_o vecteur d'état initial, par exemple de composantes :

$$\begin{aligned} U_i &= U \text{ nominal}, i = 1, \dots, n \\ \theta_i &= 0 \quad i = 1, \dots, n-1 ; \end{aligned}$$

un développement au 1^{er} ordre de $\underline{f}(\underline{X})$ au voisinage de \underline{X}_o donne :

$$\underline{f}(\underline{X}) = \underline{f}(\underline{X}_o) + F_o(\underline{X} - \underline{X}_o)$$

où F_o est la matrice jacobienne $\left(\frac{\partial f}{\partial X}\right)_o$ des dérivées partielles des fonctions composantes de \underline{f} par rapport aux variables composantes de \underline{X} , calculées au point \underline{X}_o . L'équation matricielle $\underline{Z} = \underline{f}(\underline{X})$ devient :

$$\underline{Z} = \underline{f}(\underline{X}_o) + F_o(\underline{X} - \underline{X}_o).$$

Si F_o est régulière :

$$\underline{X} - \underline{X}_o = F_o^{-1}(\underline{Z} - \underline{f}(\underline{X}_o)).$$

Ceci conduit au processus itératif suivant :

$$\hat{X}_{p+1} = \hat{X}_p + F_p^{-1}(\underline{Z} - \underline{f}(\hat{X}_p)) \quad (7)$$

S'il converge, et, pour p tendant vers l'infini, \hat{X}_p tend vers \hat{X}_∞ , on obtient à partir de là (Eq. 7)

$$\underline{X}_\infty = \underline{X}_o + F_\infty^{-1}(\underline{Z} - \underline{f}(\hat{X}_\infty))$$

ou

$$\underline{0} = F_\infty^{-1}(\underline{Z} - \underline{f}(\hat{X}_\infty))$$

Si F_∞ est régulière,

$$\underline{0} = \underline{Z} - \underline{f}(\hat{X}_\infty)$$

c'est-à-dire l'éq. $\underline{Z} = \underline{f}(\underline{X})$ est satisfaite pour $\underline{X} = \hat{X}_\infty$.

En pratique, on arrête le calcul quand :

$\hat{X}_{p+1} - \hat{X}_p < \varepsilon$, où ε est le vecteur des seuils au-dessous desquelles l'amélioration de la précision du résultat n'aurait pas d'intérêt.

Les matrices F sont creuses : le nombre des éléments non nuls est très faible pour les réseaux réels (p. ex. : 2 %) ; les matrices F^{-1} sont pleines.

A.2) Soit $[Z^m - f(X)]^T W [Z^m - f(X)] = \min$ le problème d'optimisation pour le calcul d'estimation de l'état du réseau, suivant la méthode des moindres carrés. Les conditions nécessaires de l'optimum donnent :

$$F^T W [Z^m - f(X)] = \underline{0}.$$

En appliquant la méthode de Newton-Raphson, au voisinage d'un point initial X_0 on a :

$$F_o^T W [Z^m - f(X_o) - F_o(X - X_o)] = \underline{0}$$

ou

$$F_o^T W [Z^m - f(X_o)] = (F_o^T W F_o)(X - X_o)$$

Si $(F_o^T W F_o)$ est régulière :

$$X = X_o + (F_o^T W F_o)^{-1} F_o^T W [Z^m - f(X_o)].$$

Ceci conduit au processus itératif suivant :

$$\hat{X}_{p+1} = \hat{X}_p + (F_p^T W F_p)^{-1} F_p^T W [Z^m - f(\hat{X}_p)].$$

S'il converge, et, pour p tendant vers l'infini, \hat{X}_p tend vers \hat{X}_∞ , on obtient :

$$\hat{X}_\infty = \hat{X}_\infty + (F_\infty^T W F_\infty)^{-1} F_\infty^T W [Z^m - f(\hat{X}_\infty)]$$

ou

$$\underline{0} = (F_\infty^T W F_\infty)^{-1} F_\infty^T W [Z^m - f(\hat{X}_\infty)].$$

Si $(F_\infty^T W F_\infty)^{-1}$ est régulière,

$$\underline{0} = F_\infty^T W [Z^m - f(\hat{X}_\infty)]$$

c'est-à-dire la condition nécessaire de l'optimum est satisfaite pour $X = \hat{X}_\infty$.

2. Reconstruction du comportement dynamique d'un réseau à l'aide de modèles simplifiés

2.1. Si l'on abandonne l'hypothèse du régime permanent visée au chapitre A, les difficultés de représenter l'état d'un réseau de transport aux différents instants deviennent évidemment beaucoup plus grandes. Notamment, elles augmentent avec la largeur de la bande des fréquences que l'on considère. On supposera ici de limiter l'étude aux transitoires électromécaniques relativement lents, ayant une fréquence qui ne dépasse pas quelques Hz.

Dans cette hypothèse, le même modèle de réseau de transport qui est utilisé pour les calculs des transits de puissance en régime permanent (système direct) peut être utilisé également pour l'examen des perturbations de type symétrique (par exemple, à la suite d'un court-circuit triphasé). Etant donné la variation très faible de la fréquence autour de la valeur de 50 Hz, les réactances du modèle sont considérées comme constantes. Au-delà de certaines valeurs des variations de fréquence, les schémas en π des lignes ne peuvent plus être utilisés.

En vue d'étudier des perturbations dissymétriques, le modèle doit être complété par l'adjonction des schémas

en π pour le système inverse (égal à celui du système direct) et pour le système homopolaire.

La situation du réseau en régime permanent avant la perturbation est déterminée par un calcul des répartition de puissances. Les charges sont souvent transformées en impédances, absorbant, à la tension de régime, les puissances actives et réactives fixées ou dérivant du calcul des répartitions (fig. 5). D'après cette schématisation, la charge varie proportionnellement au carré de la tension pendant le régime transitoire. Au prix d'une complication dans le traitement analytique du problème, on pourrait supposer les composantes actives et réactives des charges comme fonctions d'une puissance de la tension à fixer nœud par nœud. Le choix de l'exposant devrait être basé sur les résultats d'expériences ad hoc.

Le comportement électrique des machines synchrones peut être reproduit d'une manière très approximative, mais suffisante pour un certain nombre de cas d'intérêt

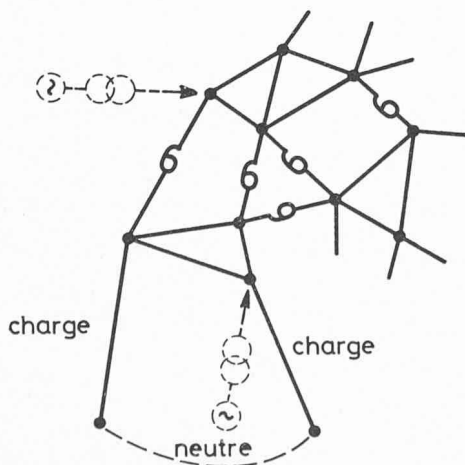


Fig. 5. — Schématisation des charges par des impédances.

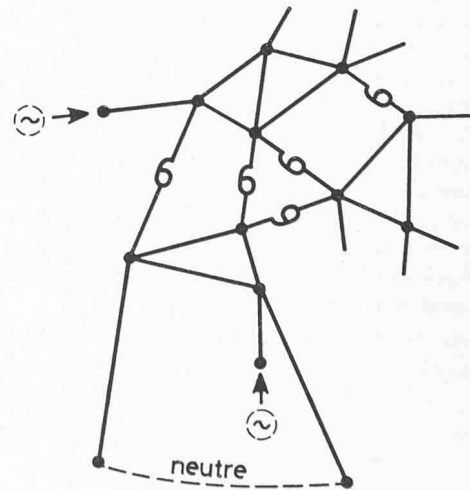


Fig. 6. — Représentation des machines synchrones par une tension en série avec la réactance transitoire directe.

pratique, par une tension de module constante en série avec la réactance transitoire directe (fig. 6). La valeur de cette tension est la valeur existant en régime permanent avant la perturbation. De la sorte, on néglige l'effet du régulateur de tension.

La phase de la tension est considérée comme rigidement liée à l'angle δ qui définit la position du rotor. Elle varie pendant le régime transitoire suivant l'équation différentielle du mouvement :

$$M \ddot{\delta} + S(\dot{\delta} - \dot{\delta}_m) + P_e - P_m = 0 \quad (1)$$

où : $\ddot{\delta} = \frac{d^2\delta}{dt^2}$

M = moment d'inertie $J \times$ vitesse de la machine $\dot{\delta}_{50}$ à fréquence normale, c.-à-d. : 50 Hz ($\dot{\delta}_{50} = 2\pi 50/p$, p étant le nombre des paires de pôles) ;

P_e = puissance électrique produite par la machine ;

P_m = puissance mécanique à l'arbre (variée par le régulateur de vitesse) ;

$S(\dot{\delta} - \dot{\delta}_m)$ = amortissement exprimé proportionnellement à la différence entre la vitesse $\dot{\delta}$ de la machine et la vitesse $\dot{\delta}_m$ moyenne pondérée des vitesses des machines de la même région.

La complexité analytique deviendrait bien plus marquante si l'on tenait compte du réglage de tension, des saturations, de l'anisotropie (entre l'axe direct et l'axe en quadrature), des circuits additionnels du rotor, etc. Le système d'équations différentielles passerait du 2^e au 5^e ordre ou davantage.

Un modèle de régulateur de vitesse comprenant l'action du tachymètre, de l'ensemble tiroir de distribution-

servomoteur et de l'inertie du fluide moteur est représenté à la figure 7 par un « schéma-blocs ».

Le réseau passif « élargi », à savoir l'ensemble des lignes et des transformateurs comme pour le modèle des calculs des répartitions de puissance, et en plus des impédances équivalant aux charges et des réactances synchrones directes des générateurs, est représenté par sa matrice Y des admittances aux accès. On a :

$$\underline{I} = \underline{Y} \underline{E} \quad (2)$$

où : \underline{I} = vecteur des courants (en module et phase) injectés aux nœuds ;

\underline{E} = vecteur des tensions (en module et phase) aux nœuds.

Une simulation assez complète peut être utilisée pour les protections à distance des lignes, les dispositifs de réenclenchement rapide et les relais de délestage réglés en fonction de la fréquence et de sa dérivée.

2.2. La situation du réseau à l'instant $t = 0^-$ immédiatement avant la perturbation est supposée connue — comme il l'a été dit — à la suite d'un calcul des répartitions de puissance. Evidemment, on connaît les puissances injectées par les générateurs dans le réseau à l'instant $t = 0^-$ ainsi que les réactances transitoires directes de ces machines. On obtient immédiatement les tensions des générateurs (à l'instant $t = 0^-$) en série avec leurs réactances. L'apparition à l'instant $t = 0$ de la perturbation (court-circuit, déclenchement, enclenchement ou réenclenchement de lignes, transformateurs, générateurs, charges) se traduit par une variation dans la structure du réseau. A celle-ci correspond une certaine admittance aux accès Y . Si l'on partitionne les vecteurs des courants et des tensions suivant deux groupes de nœuds, à savoir nœuds de production et nœuds de consommation, on peut réécrire (2) comme suit :

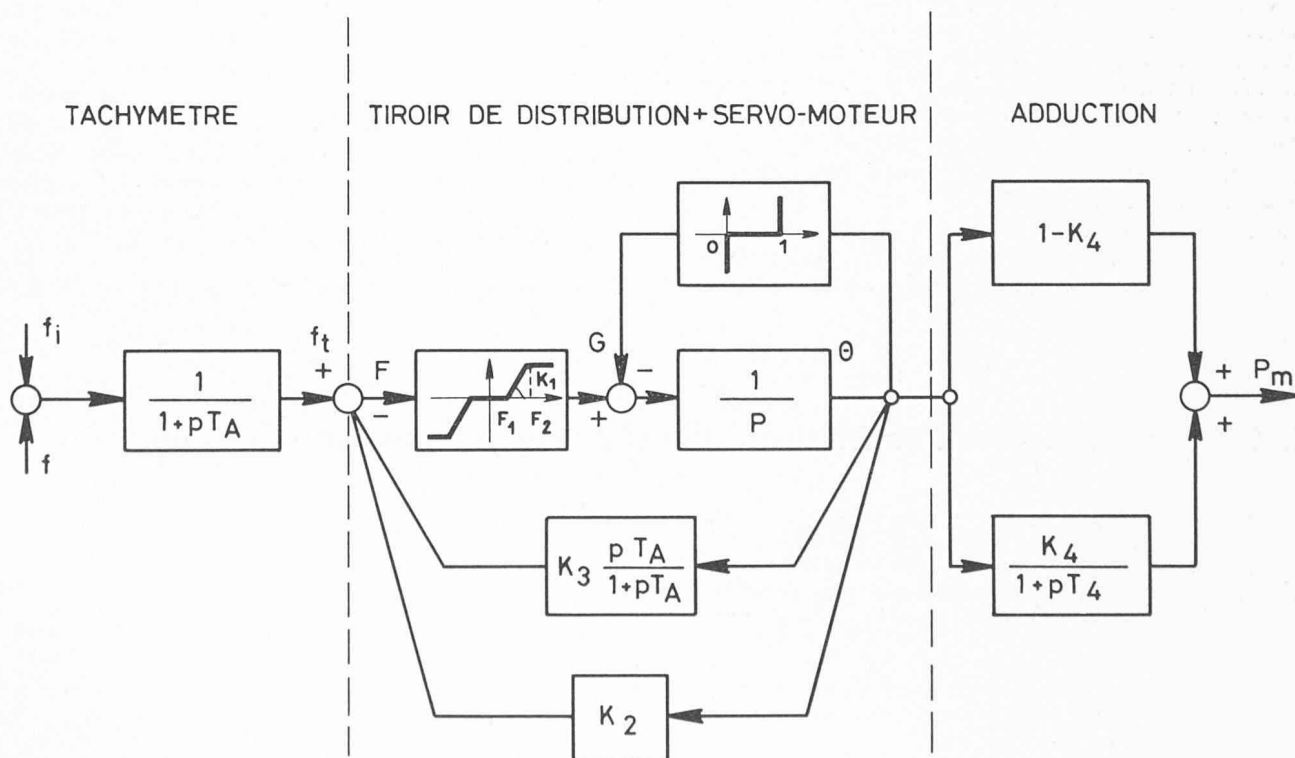


Fig. 7. — Schéma-blocs d'un régulateur de vitesse.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_G \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GB} \\ Y_{BG} & Y_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{E}_G \\ \underline{U}_B \end{bmatrix}$$

où : $\underline{I}_G, \underline{E}_G$: vecteurs courants et tensions aux nœuds générateurs ;

$\underline{0}$: vecteur nul des courants aux nœuds de consommation : dans le modèle du réseau passif « élargi » les charges sont représentées par des impédances qui font partie du réseau ; par conséquent, les injections de courants dans ces nœuds-ci sont nulles ;

\underline{U}_B : vecteur tensions aux nœuds de consommation ;

Y_{GG}, \dots : sous-matrices de Y .

On obtient :

$$\underline{I}_G = Y_{GG} \underline{E}_G + Y_{GB} \underline{U}_B$$

$$0 = Y_{BG} \underline{E}_G + Y_{BB} \underline{U}_B$$

d'où

$$\underline{U}_B = -Y_{BB}^{-1} Y_{BG} \underline{E}_G \quad (3)$$

$$\underline{I}_G = (Y_{GG} - Y_{GB} Y_{BB}^{-1} Y_{BG}) \underline{E}_G = Y_G \underline{E}_G. \quad (4)$$

La solution des équations (4) donne les valeurs des courants \underline{I}_G à l'instant $t = 0^+$, immédiatement après l'apparition de la perturbation. On calcule aisément les puissances électriques à cet instant, qui sont certainement différentes par rapport aux puissances électriques à l'instant $t = 0^-$. Par contre, les puissances mécaniques ne peuvent être changées en raison de l'inertie des masses.

L'intégration des équations (1) sur un intervalle Δt donne les angles δ , correspondant aux phases des tensions au bout de ce laps de temps. La solution des équations (4) permet de connaître les courants \underline{I}_G à l'instant $t = \Delta t$ et, par multiplication par \underline{E}_G , les puissances électriques correspondantes. Si l'on intègre les équations des modèles des régulateurs de vitesse des machines, on obtient les puissances mécaniques à l'instant mentionné. On peut alors intégrer à nouveau les équations (1) sur un autre intervalle Δt , jusqu'à l'instant $t = 2 \Delta t$. C'est le principe d'une méthode itérative entraînant la représentation du comportement dynamique du réseau étudié, dans les hypothèses admises.

Si l'on désire connaître les valeurs des variables (tensions, courants, puissances) aux nœuds de consommation du réseau, par exemple afin de déterminer le comporte-

ment des relais de protection, il suffit de résoudre, à chaque pas, les équations (3).

2.3. Un programme de calcul de l'ENEL (CRA)¹ basé sur les principes décrits ci-dessus a été appliqué à l'étude d'une perturbation qui a provoqué la séparation d'une partie sensible du réseau italien par rapport à l'autre, qui est restée en parallèle avec le réseau d'interconnexion des pays de l'Europe occidentale continentale.

L'intégration des équations (1) a été faite par la méthode Runge-Kutta du 4^e ordre avec des pas (Δt) de l'ordre de $0,02 \div 0,03$ s. Le délai de calcul sur un ordinateur GE 635 a été de l'ordre d'une minute par chaque seconde du phénomène représenté : le modèle du réseau comprenait 50 générateurs environ. On disposait des relevés de mesure d'un point horaire très proche de l'instant d'apparition de la perturbation.

Un calcul des répartitions de puissance avec le programme de l'estimation de l'état (load-flow généralisé) a fourni le point de départ. La routine d'analyse des reports de charge en cas de déclenchements de lignes, une à la fois, a montré que de tels événements ne pourraient pas provoquer des surcharges inadmissibles sur les autres lignes, au moins en régime permanent. En effet, une deuxième ligne n'a déclenché que 44 s après, évidemment à la suite d'un nouvel événement. D'autres déclenchements se sont produits cette fois en cascade, jusqu'à la séparation du réseau italien en deux parties. Le programme a reproduit la série des événements (excitation des protections, déclenchements des disjoncteurs, réenclenchements, ouvertures définitives) en respectant la séquence réelle et les délais déduits des instruments enregistreurs à 0,2-0,3 s près.

Les résultats de la représentation, sur laquelle un rapport sera soumis au prochain Congrès de la CIGRE (1974) sont considérés comme encourageants. Beaucoup d'autres essais devront suivre, comme on l'a fait par le passé pour les reproductions des situations de réseau en régime permanent, afin de mettre au point une technique à utiliser auprès des Centres de Dispatching. Cette dernière aurait pour but de juger, à l'état prévisionnel, les dangers de certaines situations du fait du comportement dynamique du réseau.

En vue d'éviter de fausses interprétations, il faut remarquer que des programmes bien plus avancés que le programme cité ci-dessus sont utilisés également auprès de l'ENEL (CRA) pour des études concernant la stabilité, les réglages des générateurs, les problèmes d'amortissement des oscillations entre des réseaux, etc.

¹ Centre de Recherches en Automatique de l'ENEL, Milan.

3. Bibliographie sur l'estimation d'état des réseaux d'énergie électrique

- [1] R. E. KALMAN, R. S. BUCY : *New Results in Linear Filtering and Prediction Theory*. Trans. ASME, J. Basic Engrg. ser. D. Vol. 83, pp. 95-108, March 1961.
- [2] A. E. BRYSON, D. E. JOHANSEN : *Linear Filtering Systems Using Measurements Containing Colored Noise*. IEEE Trans. on Automatic Control. Vol. AG 10, No. 1 — Jan. 1965, pp. 4-10.
- [3] W. F. TINNEY, C. E. HART : *Power Flow Solution by Newton's Method*. IEEE Trans. PAS. Vol. PAS 86, pp. 1449-1460, Nov. 1967.
- [4] A. ALBERT, R. W. SITTLER : *A Method for Computing Least Squares Estimators that keep up with the Data*. J. SIAM Control — Ser. A. Vol. 3, No. 3, pp. 384-417.
- [5] F. C. SCHWEPPE, J. WILDES : *Power System Static State Estimation — Part I : Exact Model*. Denver Colorado, 1969 — PICA Conf. Proc., pp. 85-91. IEEE-PAS-89, pp. 120-124, Jan. 1970.
- [6] F. C. SCHWEPPE, D. ROM : *Part II : Approximate Model*. Idem, pp. 92-99. IEEE-PAS-89, pp. 125-129, Jan. 1970.
- [7] F. C. SCHWEPPE : *Part III : Implementation*. Idem, pp. 100-106. IEEE-PAS-89, pp. 130-135, Jan. 1970.
- [8] G. W. STAGG, J. F. DOPAZO, O. A. KLITIN, L. S. VANSLYCK : *Techniques for the Real-Time Monitoring of Power System Operation*. Paper 69 TP-657-PWR, IEEE Summer Power Meeting, Dallas, Tx., June 27, 1969. IEEE-PAS-89, pp. 545-555, Apr. 1970.

- [9] T. E. DY LIACCO, T. J. KAYNAK: *The Processing by Logic Programming of Circuit Breaker and Protective Relaying Information*. IEEE Trans. PAS. Vol. PAS-88, pp. 171-175, 1969.
- [10] Edison Electric Institute: *Estimation and Prediction Techniques*. From «On Line Stability analysis Study», pp. 5-1/5-37.
- [11] K. UEMURA: *State Estimation of Large Scale Electric Power Systems by Decomposition Methods*. Preprint. *Power System State Estimation*. Paper 69 TP 640-PWR. IEEE Summer Power Meeting, Dallas, Texas, June 22-27, 1969.
- [12] O. SMITH: *Power System State Estimation*. Paper 69 TP 640-PWR. IEEE Summer Power Meeting, Dallas, Texas, June 22-27, 1969.
- [13] A. MASIELLO, F. C. SCHWEPPE: *A Tracking State Estimator*. Paper 70 TP 707, IEEE Summer Meeting and EHV Conference, July 12-17, 1970, Los Angeles, Calif. IEEE PAS-90, pp. 1025-1033, May/June 1971.
- [14] J. F. DOPAZO, O. A. KLITIN, G. W. STAGG, L. S. VANSLYCK: *State Calculation of Power Systems from Line Flow Measurements*. Paper 70 TP 146-PWR, IEEE Winter Power Meeting, New York, N.Y., Jan. 25-30, 1970. IEEE PAS-89, pp. 1698-1708, Sept.-Oct. 1970.
- [15] R. E. LARSON, W. F. TINNEY, J. PESCHON: *State Estimation in Electric Power Systems*. Part I: *Theory and Feasibility*. IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-89, pp. 345-352, March 1970.
- [16] R. E. LARSON, W. F. TINNEY, L. P. HAJDU, D. S. PIERCY: *State Estimation in Electric Power Systems*. Part II: *Implementation and Applications*. IEEE Trans. PAS, Vol. PAS 89, pp. 353-363, March 1970.
- [17] A. S. DEBS, R. E. LARSON: *A dynamic Estimator for Tracking the State of a Power System*. IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-89, pp. 1670-1673, Sept./Oct. 1970.
- [18] A. S. DEBS, L. P. HAJDU: *A Tracking State Estimator Algorithm and Security-Related Display Concepts for the B.P.A. System Control Center*. Final Report to the Bonneville Power Administration, Contract 14-03-79968 (Exhibit E), by Systems Control, Inc., Palo Alto, California, SCI Project U 943 (July 1970).
- [19] R. K. MEHRA: *On the Identification of Variances and Adaptive Kalman Filtering*. IEEE Trans. on Automatic Control, Vol. AC-15, No. 2, April 1970, pp. 175-184.
- [20] F. ARIATTI: «Selection of Telemetered Quantities for on-line Supervision and Control of an Electric Power System with the aid of a real-time Computer»; presented at «Symposium on the application of operational research methods in solving the economic problems of planning and operating large electric power systems and on the use of computers for that purpose», Varna (Bulgaria), Mai 1970.
- [21] H. MERRILL, F. C. SCHWEPPE: *Bad Data Suppression in Power System Static Estimation*. Paper 71 TP 580, IEEE Summer Meeting and International Symp. on High Power Testing, July 18-23, 1971, Portland, Ore. IEEE-PAS-90, pp. 2718-2725, Nov.-Dec. 1971.
- [22] J. F. DOPAZO, O. A. KLITIN, L. S. VANSLYCK: *State Calculation of Power Systems from Line Flow Measurements*. Part II. 1971 PICA Conference Proc., pp. 341-347, 1971, Boston, Mass. IEEE-PAS-91, pp. 145-151, Jan.-Feb. 1972.
- [23] A. S. DEBS, W. H. LITZENBERGER: *Experimental Evaluation of Tracking State Estimation*. Proc. of PICA 1971, pp. 348-355, Boston, Mass.
- [24] T. E. DY LIACCO, B. F. WIRTZ, D. A. WHEELER: *Automation of the CEI System for Security*. 1971 PICA Conf. Proc., pp. 93-101, 1971, Boston, Mass.
- [25] W. L. MILLER, J. B. LEWIS: *Dynamic State Estimation in Power Systems*. IEEE Trans. on Automatic Control, Vol. AC-16, No. 6, pp. 841-846, Dec. 1971.
- [26] K. UEMURA, Y. TACHIBANA: *Simplified Estimators for Power Systems State Estimation*. IEEE Paper, No. 71 — CP 19 — Winter Power Meeting, N.Y., 1971.
- [27] F. ARIATTI: «On-line Monitoring and State Calculation of Power Systems for Optimization and Reliability of Service»; presented at UNIPEDE — Data-Processing Conference — Lisbon, 21-24 June 1971.
- [28] T. G. DEVILLE, F. C. SCHWEPPE: *On line identification of interconnected network equivalents from operating data*. Paper C72 464-6, IEEE Summer Meeting, S. Francisco, Calif., 9-14 July 1972.
- [29] A. M. SASSON, S. T. EHLMANN, P. LYNCH, L. S. VANSLYCK: *Automatic Power System Network Topology Determination*. Paper T 72 — 466-1, IEEE Summer Power Meeting, S. Francisco, California, 9-14 July 1972.
- [30] E. HANDSCHIN: *Real-time Data Processing Using State Estimation in Electric Power Systems*. Chapter 2 in E. HANDSCHIN: *Real-time Control of Electric Power Systems*. Elsevier, Amsterdam, 1972.
- [31] D. F. KÖNIG, J. P. O'MALLEY: *State Estimation: An On-Line Luxury for the Electric Utilities Industry?* Paper C 72 463-8, IEEE Summer Meeting, S. Francisco, Calif., 9-14 July 1972.
- [32] K. A. CLEMENTS, O. J. DENISON, R. J. RINGLEE: *A multi-area Approach to State Estimation in Power System Networks*. Paper C 72 465-3, IEEE Summer Meeting, S. Francisco, 9-14 July 1972.
- [33] F. C. SCHWEPPE: *Role of System Identification in Electric Power Systems*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/1.
- [34] H. KOBAYASHI, S. NINAGAWA, K. TSUJIYAMA, Y. TAMURA, S. NARITA: *Dynamic State Estimation Techniques Applied to Security Control Problems*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/2.
- [35] E. J. WOLTERS: *Results of a Numerical and a Hybrid Simulation of a Power System Tracking State—Estimation with an Emphasis on Line-Current Measurements*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/3.
- [36] F. D. GALIANA, E. HANDSCHIN: *Combined network and power station dynamic state estimation*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/4.
- [37] E. HANDSCHIN, J. KOHLAS: *On Statistical Data Processing for Power System Operation*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/5.
- [38] J. A. BUBENKO, L. O. PETERSSON: *State Estimation in Electric Power Systems Using Filtering Techniques*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/6.
- [39] A. S. DEBS, R. E. LARSON, L. P. HAJDU: *On-Line Sequential State Estimation for Power Systems*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/7.
- [40] J. F. DOPAZO, O. A. KLITIN, A. M. SASSON, L. S. VANSLYCK: *Real-Time Load Flow for the AEP System*. 4th PSCC, Grenoble, Sept. 1972, Paper 3.3/8.
- [41] P. GEOMINNE, P. VAN MIEGROET, J. P. WAHA: *Le Projet Descartes, Contribution à l'Augmentation de la Sécurité dans les réseaux de transport*. 4th PSCC, Grenoble, Paper 3.3/9.
- [42] F. ARIATTI, V. CASTAGNOLI, L. MARZIO, P. RICCI: *Methods for electric power system state estimation: comparative analysis of computing simulation based upon generalized load-flow, tracking and least square methods*. 4th PSCC, Grenoble, Paper 3.3/10.
F. ARIATTI: Report on working session «State estimation and System Identification».
- [43] J. KOHLAS: *On Bad Data Suppression in Estimation*. IEEE Transactions on Automatic Control, pp. 827-828.
- [44] H. M. MERRILL, F. C. SCHWEPPE: *On-Line System Model Error Correction*. IEEE Paper No. C73 106-2, Winter Power Meeting, New York, 1973.
- [45] T. A. STUART, C. J. HERGET: *A Sensitivity Analysis of Weighted Least-Squares State Estimation for Power Systems*. IEEE Paper No. T 73-085-8, Winter Power Meeting, New York, 1973.
- [46] B. PORETTA, R. S. DHILLON: *Performance Evaluation of State Estimation from Line Flow Measurements on Ontario Hydro Power System*. IEEE Paper No. T 73-086-6, Winter Power Meeting, New York, 1973.
- [47] J. F. DOPAZO, S. T. EHLMANN, O. A. KLITIN, A. M. SASSON: *Justification of the AEP Real-Time Load Flow Project*. IEEE Paper No. T 73-108-8, Winter Power Meeting, New York, 1973.
- [48] A. M. SASSON, S. T. EHLMANN, P. LYNCH, L. S. VANSLYCK: *Automatic Power System Network Topology Determination*. IEEE PAS-92, pp. 610-618, March/April 1973.

- [49] A. M. SASSON, S. T. EHRMANN : *Topological Considerations for Real-Time Monitoring of Power Transmission Networks*. Proceedings of the IEEE International Symposium on Circuit Theory, Toronto, April 1973.
- [50] L. S. VANSLYCK, J. F. DOPAZO : *Conventional Load Flow Not Suited for Real-Time Power System Monitoring*. Proceedings of the 8th IEEE PICA Conference, June 1973.
- [51] J. F. DOPAZO, O. A. KLITIN, A. M. SASSON : *State Estimation for Power Systems : Detection and Identification of Gross Measurement Errors*. Proceedings of the 8th IEEE PICA Conference, June 1973.
- [52] P. H. HALEY, M. ENNS : *Power System State Estimation : Generalisations of the AEP Algorithm with Improved Bad-Data Suppression*. Paper No. C73 479-3, IEEE Summer Power Meeting, Vancouver, Canada, July 1973.
- [53] E. HANDSCHIN, F. D. GALIANA : *Hierarchical State Estimation for Real-Time Monitoring of Electric Power Systems*. Proceedings of the 8th IEEE PICA Conference, June 1973.
- [54] S. L. JOHNSON : *An Algorithm for State Estimation in Power Systems*. Proceedings of the 8th IEEE PICA Conference, June 1973.
- [55] K. A. CLEMENTS, O. J. DENISON, R. J. RINGLEE : *The Effects of Measurement Nonsimultaneity, Bias, and Parameter Uncertainty on Power System State Estimation*. Proceedings of the 8th IEEE PICA Conference, June 1973.
- [56] E. E. FETZER, P. M. ANDERSON : *Observability in the State Estimation on Power Systems*. Paper No. 173480-1, IEEE Summer Power Meeting, Vancouver, Canada, July 1973.
- [57] J. F. DOPAZO, A. M. SASSON : *AEP Real-Time Monitoring Computer System*. Symposium on Implementation of Real-Time Power System Control by Digital Computer, Imperial College, London, Sept. 1973.
- [58] K. GOLDSMITH : *On-line state estimation in the Swiss Power Network*. Symp. on Implementation of Real-time control by digital computer, Sept. 1973, London.
- [59] B. A. VENIKOV, B. I. GOLOITSIN, M. S. LISCEV, A. A. UNAROKOV : *Application of regularisation method to the power system state estimation problem*. Symp. Sept. 1973, London.
- [60] J. F. DOPAZO, A. M. SASSON : *The AEP real-time monitoring computer system*. Symp. Sept. 1973, London.
- [61] J. F. DOPAZO, A. M. SASSON : *Implementation of real-time power system control by digital computer*. Symp. Sept. 1973, London.
- [62] E. HANDSCHIN, F. C. SCHWEPPE, J. KOHLAS, A. FIECHTER : *Bad data analysis for power system state estimation*. Submitted to IEEE — 1974 Winter Power Meeting, New York, N.Y.

Adresse de l'auteur :

Dott. F. Ariatti
ENEL
Direzione della Produzione e Trasmissione
Via G. B. Martini 3
I-00100 Roma

N. B. — Le prochain article de cette série consacrée à l'analyse des réseaux de distribution de l'énergie électrique paraîtra dans le *Bulletin technique de la Suisse romande* du 2 janvier 1975.

Un tiré à part groupant tous les exposés, ainsi qu'un rappel des notions fondamentales, est disponible auprès de la Chaire d'installations électriques de l'EPFL, 16, chemin de Bellerive, CH-1007 Lausanne (Suisse) : Fr.s. 20.— (étudiants et membres SVIA Fr.s. 10.—).

Concept de sécurité probabiliste. Contribution méthodologique concernant les structures

par GEORGES A. STEINMANN, Genève

1. La conception actuelle de la sécurité d'un ensemble est basée sur l'un des chapitres des mathématiques, soit la théorie des probabilités et plus spécialement encore la statistique mathématique. La théorie des probabilités conçoit et étudie des modèles mathématiques, la statistique mathématique procède à l'adaptation de ces modèles aux phénomènes réels qu'ils visent à représenter. Les travaux fondamentaux ont été développés dès le XVII^e siècle par des mathématiciens et des physiciens, tels que J. et D. Bernoulli, Euler, Fermat, Gauss, Laplace et Pascal.

La notion de sécurité implique les notions de risques et d'erreurs et c'est ainsi que l'ingénieur qui procède à une analyse pour justifier de la sécurité d'un système ou structure utilise la théorie des probabilités. Les grandeurs à introduire sont des variables aléatoires ou des variables stochastiques. L'analyse probabiliste complète est rendue pratiquement impossible par le fait que certaines lois de distribution concernant les actions sur la structure, les matériaux utilisés dans cette dernière, les sollicitations engendrées et les dimensions géométriques ne sont pas connues d'une manière suffisante.

La conception de détermination de la sécurité au moyen de « coefficients de sécurité » est basée sur une comparaison ou un rapport, selon l'équation fondamentale :

$$(1) \quad R \geq S$$

Dans cette équation, R représente la résistance de la structure et S représente la sollicitation déterminante engendrée par les actions sur la structure elle-même.

2. *Les méthodes de calcul* pour justifier de la sécurité sont de deux types :

Type 1 : selon le mode d'introduction des coefficients relatifs à la sécurité :

- 1.1 méthode dite des « contraintes admissibles » dans laquelle les contraintes sous charges maximales sont comparées à des fractions de la résistance des matériaux ;
- 1.2 méthode dite des « états-limites » dans laquelle les sollicitations majorées sont comparées à la capacité portante correspondante de la structure, tandis que les sollicitations correspondant aux conditions d'utilisation sont comparées à des valeurs prescrites.

Type 2 : selon la conception même des conditions de sécurité :

- 2.1 les méthodes déterministes de calcul, dans lesquelles les paramètres de base sont considérés comme non aléatoires ;
- 2.2 les méthodes probabilistes de calcul, dans lesquelles les paramètres de base sont considérés comme aléatoires.