

Délestage automatique réagissant aux oscillations de la tension

Autor(en): **Petcantchine, L. / Tzvetanov, G.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **74 (1983)**

Heft 4

PDF erstellt am: **22.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-904769>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Délestage automatique réagissant aux oscillations de la tension

L. Petcantchine et G. Tzvetanov

Les types principaux des automatismes de sauvegarde du fonctionnement des réseaux utilisés sont examinés. Sur la base d'analyse d'avaries des réseaux en Europe et au USA est proposé un nouveau type de délestage automatique réagissant aux oscillations de la tension. En certains cas il prévient une rupture de synchronisme entre différents secteurs du réseau et même un déclenchement de consommateurs de moindre puissance. Son efficacité est prouvée à l'aide d'études sur un modèle mathématique sur ordinateur. Les considérations principales de détermination des réglages du délestage automatique réagissant aux oscillations de la tension sont données.

Die wichtigsten Arten der verwendeten automatischen Einrichtungen zur Sicherstellung des Netzbetriebes werden untersucht. Aufgrund einer Untersuchung von Netzzusammenbrüchen in Europa und den USA wird ein neues System zur automatischen Lastabschaltung vorgeschlagen, das auf Spannungsschwankungen reagiert. In gewissen Fällen vereitelt es Instabilitäten zwischen verschiedenen Sektoren des Netzes und sogar eine Abschaltung von Kleinverbrauchern. Seine Wirksamkeit wird anhand von Untersuchungen mit einem mathematischen Modell auf dem Computer bewiesen.

Adresses des auteurs

L. Petcantchine, chargé de cours à l'Institut supérieur de mécanique et d'électrotechnique «Lénine», rue Trepetlica bl. 33 B, Sofia 1407, et
G. Tzvetanov, Institut d'études et recherches «Energo-proekt», rue du 9 septembre 128, bl. 19A, Sofia 1618.

1. Introduction

Les grands avantages économiques et techniques du fonctionnement en parallèle des réseaux électriques imposent son application toujours plus ample. En Europe, actuellement fonctionnent deux grands réseaux interconnectés de l'Europe de l'Est et des pays de l'Ouest. Les particularités caractéristiques des réseaux interconnectés sont la concentration des grandes puissances, connectées par des lignes relativement faibles, le transport de fortes puissances sur de grandes distances, le recouvrement de vastes territoires par un grand nombre de centrales électriques de consommateurs variés.

Ces éléments quantitatifs des réseaux interconnectés mènent à des phénomènes et des processus qualitativement nouveaux, nécessitant de nouvelles méthodes et de nouveaux moyens de gestion des régimes normaux et perturbés. La vitalité des réseaux dans des conditions de défauts est assurée, en grande mesure, par les automatismes de sauvegarde du fonctionnement du réseau (ASFR). L'importance de ces automatismes et la nécessité de leur adaptation incessante vers les modifications des réseaux et sa modernisation, est prouvée par les cas de certains incidents importants liés à de fortes pertes économiques (USA 1965 et 1977, RFA 1976, Bulgarie 1978, France 1978, Yougoslavie 1980).

Le rôle de cet automatisme croît avec le développement des réseaux. C'est un ensemble de dispositifs, réagissant aux différents équipements paramètres du réseau et agissant sur les différents équipements. On connaît différents types d'ASFR: délestage automatique à baisse de fréquence, automatisme contre rupture de synchronisme, protection contre les hausses de tension, protection contre les baisses de tension, contre l'augmentation de l'angle entre les tensions de deux nœuds du réseau, contre les

surcharges des lignes, lors de déclenchement des puissances génératrices, etc.

2. Les organes principaux de l'ASFR

Dans l'ASFR peuvent être distingués les organes principaux suivants:

- Organes de mesure - de mise en route - qui mesurent et réagissent lors des modifications du paramètre contrôlé du réseau:
- Organes de dosage - qui déterminent l'action nécessaire sur les équipements du réseau en but de son retour à un régime de fonctionnement admissible. L'action est déterminée par son type (déclenchement du consommateur, modification des puissances actives des générateurs, modification des puissances réactives des générateurs et des compensateurs synchrones, etc.), par le point du réseau et par intensité - la mesure quantitative de l'action.
- Organes exécutifs réalisant les actions sur les installations du réseau.

3. ASFR décentralisé et centralisé

Dans les cas où les organes de mesure, de dosage et d'exécution, se trouvent dans un même point du réseau, on parle d'un automatisme décentralisé (p. ex. délestage automatique à baisse de fréquence).

Si les organes de mesure sont dans de différents points du réseau, et le dosage des actions s'effectue en un point central sur la base de l'information des organes de mesure, on parle d'ASFR centralisé. C'est, par exemple, l'ASFR d'une grande région avec un contrôle des puissances sur les lignes d'échange, les charges dans les nœuds principaux, leurs tensions, les puissances des centrales électriques, etc.

Dans les états d'incidents, d'après le régime déterminé, c'est d'une manière

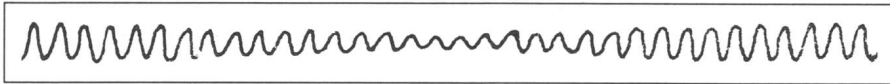


Fig. 1 Indications d'un oscilloperturbographe

centralisée qu'on décide d'entreprendre les différentes actions - une augmentation rapide des puissances des centrales électriques, un déclenchement d'une ligne d'échange ou d'un consommateur, un sectionnement du réseau en parties séparées, etc.

Dans un grand réseau il y a des ASFR de deux types - centralisé et décentralisé.

L'ASFR du type décentralisé a l'avantage de ne pas nécessiter de connexions télémécaniques, ce qui les rend plus fiables, plus rapides et plus économiques. Très souvent dans les différents types d'ASFR les différents organes ne sont pas clairement différenciés.

Les incidents plus lourds dans les réseaux interconnectés se développent lors de régimes où un réseau (ou bien une région) participant au réseau interconnecté obtient un déficit de puissance active ou réactive. Ces cas sont caractérisés par des tensions basses, une faible réserve de stabilité statique et une surcharge d'éléments du réseau.

Le développement du régime anormal débute par le déclenchement d'un élément surchargé du réseau. Ainsi la situation est compliquée et il se forme des conditions d'oscillations synchrones ou de rupture du synchronisme entre les différentes parties du réseau. Lors d'oscillations synchrones, les vecteurs des tensions des parties du réseau modifient périodiquement leur angle relatif, sans dépasser un tour de plus de 180° (le fonctionnement synchrone est conservé). Cela provoque des oscillations périodiques des paramètres électriques tension, courant, puissance active et réactive.

De tels phénomènes sont indiqués dans les travaux cités en bibliographie [3; 4; 5]. Les mêmes phénomènes d'oscillations de la tension et d'autres paramètres du réseau sont observés lors d'incidents dans le réseau de la Bulgarie. Sur la figure 1 sont présentées les indications d'un oscilloperturbographe, des oscillations de la tension lors de défauts, la durée des oscillations étant environ 15 s.

Ce régime est inadmissible pour les installations et il y a danger de fonctionnement incorrect des protections à distance, si ne sont pas prises des me-

sures particulières. Si des mesures rapides ne sont pas prises, le régime à oscillations synchrones passe en régime asynchrone, ce qui mène à une déconnexion du réseau en parties travaillant séparément. Le retour du régime à oscillations synchrones vers un régime normal doit être obtenu à l'aide d'une régulation automatique de l'excitation des générateurs à condition de disponibilité de réserve de puissance réactive. Lors d'un déficit de puissance active et réactive, l'action uniquement possible pour le rétablissement des paramètres normaux du réseau est le déclenchement échelonné des consommateurs.

4. Le délestage automatique réagissant aux oscillations de la tension

Le délestage automatique à baisse de fréquence lors d'oscillations synchrones ne fonctionne pas, car la fréquence même dans les parties défectueuses, est dans les limites acceptables. L'ASFR ne fonctionne non plus par tension baissée, car il a une temporisation pour éviter le fonctionnement aux courts-circuits, et les oscillations ont une période d'environ 1 s. Le déclenchement des consommateurs peut se faire manuellement sur ordre du dispatching, s'il y a assez de temps, ou bien automatiquement sur les paramètres des oscillations de la tension mesurés dans les parties déficitaires du réseau, déterminés préalablement. On sait que l'oscillation de la tension ne porte pas d'information complète sur la grandeur et l'emplacement du déficit de puissance, mais si on n'effectue pas de délestages dans de tels régimes, on arrive à un effondrement du réseau en suite de la coupure de lignes et de centrales électriques importantes. Le réseau est divisé en parties fonctionnant indépendamment et dans les parties déficitaires des consommateurs viennent déclenchés par le délestage automatique à baisse de fréquence. Pour les mêmes consommateurs et dans les mêmes régions peut agir l'automatisme d'après l'oscillation de la tension. L'avantage de ce cas est la conservation du fonctionnement parallèle du réseau et la possibilité de dé-

clencher un nombre moindre de consommateurs en suite de la conservation du fonctionnement en parallèle.

Les oscillations de la tension lors de balancements synchrones et de marche asynchrone hors du centre électrique ont le même caractère. Dans des cas déterminés d'après la fréquence (la période) des oscillations, ces deux régimes peuvent être identifiés. Voilà pourquoi cet automatisme doit être accordé avec l'automatisme contre la rupture de synchrone et il est même nécessaire qu'il le devance. Le dosage du nombre des consommateurs déclenchés peut être effectué d'après les critères: profondeur de l'oscillation de la tension, fréquence (période) de l'oscillation, durée des oscillations, ou d'après une combinaison de ceux-ci (p. ex. profondeur de l'oscillation et durée). Il est possible d'avoir dans le même nœud du réseau un tel automatisme, réglé d'après des différents critères et agissant sur les mêmes consommateurs.

Le choix d'un critère représentatif et des réglages d'après lesquels sera réalisé le délestage et le dosage des consommateurs coupés doit être réalisé pour le réseau protégé concret et la partie du réseau par la simulation des processus sur ordinateur. Ces études sont effectuées pour des défauts plus vraisemblables dans de différents régimes de travail du réseau. D'après les résultats obtenus - oscillation de la tension dans les nœuds, où cela est possible, déclencher les consommateurs et évaluer les possibilités, les réglages et le dosage de l'automatisme d'après le paramètre oscillation de la tension.

Il est évident, que les nœuds, dans lesquels sont effectués les délestages, doivent être dans des régions déficitaires. L'appréciation de l'efficacité de l'action s'effectue en étudiant les mêmes régimes et les mêmes défauts avec et sans cet automatisme. D'après l'analyse des résultats on peut juger de la justesse du critère choisi, ainsi que de la régulation et du dosage. Ainsi, après quelques itérations de critères, de régulation et de dosage de consommateurs déclenchés, est choisie la variante optimale. Un problème important est la coordination de l'action des autres automatismes avec l'automatisme de délestage d'après l'oscillation de la tension. Par exemple l'automatisme réglé à agir lors d'oscillations profondes avec une petite temporisation, ne doit pas délester lors de réenclenchement automatique, mais il est bien

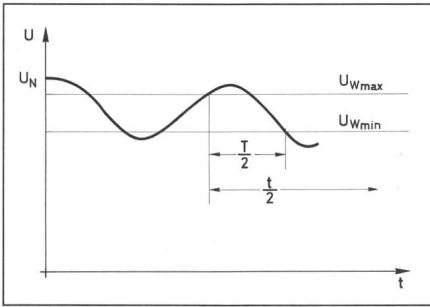


Fig. 2 Délestage d'après l'oscillation de la tension

qu'il devance l'automatisme contre rupture de synchronisme.

L'automatisme réglé à agir lors de petites oscillations (p. ex. moins de $0,8 U_N$) doit attendre l'action de tous les autres automatismes. Il doit délester lors des oscillations durables non atténuées, qui ne sont pas dominées par les autres automatismes et systèmes de régulation. Un avantage important de l'automatisme décrit par le paramètre oscillation de la tension est son type décentralisé. Il ne demande pas de systèmes de téléinformation, il peut donc être rapide et sûr dans son action et il peut être réalisé avec des investissements limités.

Dans l'automatisme de sauvegarde du réseau en cours de réalisation dans le réseau de la Bulgarie, sauf les automatismes de sauvegarde sus-mentionnés, dans les secteurs déficitaires est prévu aussi un délestage fonctionnant d'après le paramètre oscillation de la tension. Le choix des critères, des régulations, du dosage et des nœuds dans lesquels sont déclenchés des consommateurs est effectué sur la base d'un grand nombre d'analyses de régimes perturbés.

Le schéma de délestage d'après le paramètre oscillation de la tension, envoie une commande de délestage conformément à la logique suivante (fig. 2):

- La valeur effective de la charge de l'oscillation doit couper les U_{Wmax} et les U_{Wmin} réglés.
- La semipériode des oscillations doit être moins du temps réglé t_1 , $T/2 < t_1$.
- La durée des oscillations t_2 doit être plus du temps d'attente réglé t_r .

Le schéma de l'automatisme est composé de sorte à être mis en route

après la première semi-onde de l'oscillation de la tension. Cela est fait ainsi, pour ne pas actionner l'automatisme lors d'un court-circuit et lors d'un réenclenchement automatique. On a adopté des stades de délestage d'après la profondeur des oscillations. Le premier - c'est lors de valeurs limites $U_{lmin} 0,7 U_N$ et $U_{lmax} 0,9 U_N$ et une semipériode moins de 2 s, et le deuxième stade - $U_{2min} 0,6 U_N$ et $U_{2max} 0,8 U_N$ et une semipériode moins de 1,5 s. Les deux stades ont une temporisation pour attendre la durée des oscillations et le déclenchement des divers consommateurs.

La simulation numérique des régimes perturbés est effectuée sur un ordinateur du type EC 1040. On a étudié les processus transitoires lors de déclenchement de grands groupes dans les centrales électriques, lors de courts-circuits et lors de déclenchement de lignes importantes fortement chargées, pour différents régimes du réseau. On peut donner en exemple le calcul sur modèle d'un régime de réseau avec déclenchement d'une ligne 400 kV avec une charge de 370 MW en suite d'un court-circuit double à la terre. En suite d'un fort déséquilibre de puissance dans la partie déficitaire, on obtient de fortes oscillations de la tension, de la puissance active et réactive et on passe plus tard en marche asynchrone des centrales du secteur par rapport à la partie restante du réseau, après quoi le réseau est divisé en parties fonctionnant en asynchrone, en déclenchant les lignes parallèles à la partie restante du réseau ayant des tensions plus basses.

Après la séparation du secteur, pour le rétablissement de la fréquence, le délestage automatique à baisse de fréquence déclenche environ 450 MW. Pour le même régime initial et le même défaut d'après le paramètre oscillation de la tension dans les sous-stations 110/20 kV de la partie déficitaire sont déclenchés 300 MW, pour des oscillations de la tension avec des valeurs limites $U_{min} < 0,6 U_N$ et $U_{max} > 0,8 U_N$.

D'après le paramètre oscillation de la tension, sont déclenchés les mêmes consommateurs, qui sont gérés par le délestage automatique à baisse de fréquence. Le calcul des processus transitoires montre, que la partie conserve son fonctionnement en parallèle et

toutes les parties du réseau restent en synchronisme. Dans le premier cas le réseau est divisé en parties fonctionnant en asynchrone avec déclenchement de consommateurs d'environ 450 MW. Dans le deuxième cas, on conserve la marche en parallèle et on coupe moins de consommateurs. On voit de l'analyse des résultats que pour l'exemple donné, les avantages économiques et techniques de l'application du délestage d'après le paramètre oscillation de la tension sont évidents.

5. Conclusions

Des analyses furent effectuées à l'aide d'ordinateurs sur des défauts menant aux oscillations des paramètres électriques, particulièrement de la tension. Dans la plus grande part des cas, l'application d'automatisme de délestage d'après le paramètre oscillation de la tension, déclenchant des consommateurs dans des parties déficitaires préalablement choisis, a comme résultats une conservation du fonctionnement parallèle et le déclenchement d'un nombre moindre de consommateurs, par rapport à une séparation du réseau en parties fonctionnant en asynchrone.

Naturellement, l'efficacité du délestage de ce type peut être évaluée et prouvée en pratique, après son application dans un réseau. Egalement, ce n'est que sur la base de l'expérience de l'exploitation, que sera mise au point la méthode plus adaptée pour la détermination des critères, de la régulation et du dosage du délestage.

Bibliographie

- [1] V.G. Knight: Enquête sur les stratégies de commande en cas d'urgence. *Electra* N 44, janvier 1976.
- [2] V. Di Caprio: Emergency control. Proceedings of the 7th Conference of PSCC, Lausanne 1981.
- [3] A. Cheimanoff, L. Feigieret, J. Gougeuil: Analyse des incidents d'exploitation à fonctionnement dégradé. *Revue générale de l'électricité*, mars 1978.
- [4] F. Bertigny, I. Gabriot, M. Guidicelli: Sauvegarde du fonctionnement d'un système de production et de transport d'un système de l'électricité en régime perturbé. *Revue générale de l'électricité*, mai 1978.
- [5] I.P. Barret: L'incident vu par la simulation. *Revue générale de l'électricité*, avril 1980.
- [6] L. Petcantchine, u. a.: Pendelsperreinrichtung für Distanzschutz. *Electria* N 9, 1981.
- [7] Л. Парлапанова: Общосистемна авария в нашата електроенергийна система. *Енергетика* март 1978 г.