

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 72 (1981)

Heft: 1

Artikel: Optimisation des productions d'énergie active et réactive dans un réseau électrique à haute tension par la programmation linéaire

Autor: Chamorel, P. A.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-905052>

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: 30.01.2025

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

Optimisation des productions d'énergie active et réactive dans un réseau électrique à haute tension par la programmation linéaire

Par P. A. Chamorel

621.315.027.3:519.852;

Ce rapport décrit l'application de la programmation linéaire à l'analyse de la sécurité d'alimentation et à l'optimisation des puissances actives et réactives dans un réseau électrique à haute tension sous contraintes.

Die Anwendung der linearen Programmation auf die Untersuchung der Versorgungssicherheit und die Optimierung der aktiven und reaktiven Leistung in einem Hochspannungsnetz mit Randbedingungen wird beschrieben.

1. Introduction

L'optimisation des productions des puissances actives et réactives est une fonction de plus en plus importante des centres de conduite des réseaux d'énergie électrique, dans le but d'accroître la sécurité d'alimentation et dans le but d'exploiter judicieusement les ressources existantes en minimisant les coûts de production et les pertes. Le problème général d'optimisation doit être traité d'une façon globale et inclut par nature un grand nombre de variables et de contraintes. Il existe plusieurs méthodes qui permettent de traiter ce problème sur son aspect planification. Par contre, celles-ci sont inapplicables pour un traitement en temps réel, à cause de leurs exigences en mémoire centrale d'ordinateur et en temps de calcul. La programmation linéaire est sans doute l'outil le plus prometteur pour traiter ce type de problème, mais au prix d'une légère imprécision due à la linéarisation de fonctions non linéaires. Son application pour déterminer la répartition optimale des productions actives est connue, et donne des résultats très satisfaisants. Par contre, la même technique appliquée aux puissances réactives n'est pas encore résolue d'une manière satisfaisante, dû à la non linéarité des équations qui lient les injections de puissances réactives et les tensions. Comme la plupart des réseaux à haute tension connaissent des problèmes de gestion de l'énergie réactive et de maintien de la tension, l'extension de cette méthode à l'énergie réactive présente un très grand intérêt.

Une méthode itérative et découplée (modèle EXPRESO), basée sur l'optimisation des courants actifs et réactifs injectés est proposée.

2. Définition du problème

2.1 Objectifs

Une difficulté surgit lorsqu'il s'agit de définir les objectifs de l'optimisation des productions actives et réactives qui serviront de critère d'optimisation de la fonction objectif. Selon la littérature [1; 2], on peut dégager les buts suivants:

- Proposer un programme de production qui respecte toutes les contraintes de transits de courants et de tensions en affectant diverses priorités aux centrales, dans un but de sécurité avant toute autre recherche de gain économique (analyse de sécurité).
- Minimiser les coûts de production active.
- Minimiser les pertes actives dues aux puissances actives et réactives.
- Réajuster les programmes de production lors de défaillance d'un ou plusieurs éléments du réseau (ligne, transformateur ou centrale) afin d'éviter des déclenchements en cascade.
- Minimiser les échanges de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion.
- Retarder le renforcement du réseau par une répartition judicieuse des puissances transitées.
- Retarder l'investissement de nouveaux moyens de production.

La recherche d'un programme de production qui respecte toutes les contraintes suivant diverses contingences et qui accroît de ce fait la sécurité d'alimentation est sans doute l'objectif primordial. En effet, le coût de l'énergie non livrée en cas de défaillance est souvent beaucoup plus élevé, voire sans commune mesure avec le coût de production.

La minimisation du coût de la production active est un problème qui intéresse particulièrement les réseaux à prédominance thermique. En Suisse par contre, la marge d'ajustement des productions actives est fortement restreinte par les conditions hydrologiques, les caractéristiques des centrales hydro-électriques et par les contrats d'échanges entre réseaux. Il n'en est pas de même pour les puissances réactives, où la production est gérée librement par les exploitants suivant divers critères techniques ou politiques. Un outil d'optimisation est particulièrement utile dans ce cas et permet, en toute objectivité, d'évaluer un plan de production qui sert au mieux l'intérêt collectif d'un réseau.

Dans le problème de gestion économique (dispatching économique), la minimisation des pertes, outre le gain économique sur la production active, permet indirectement de minimiser les transits sur les lignes et d'accroître de ce fait leur disponibilité en cas de défaillance. Le même raisonnement est applicable aux lignes d'interconnexion en minimisant les échanges de puissance réactive. Dans le problème de planification, le calcul conduit à retarder le renforcement du réseau.

Le modèle EXPRESO (EXploitation et Planification optimales des REseaux électriques SOus contraintes) qui fait l'objet de la méthode proposée, permet de considérer séparément ou simultanément les critères précités, en affectant aux variables des coûts linéaires ou des priorités égaux ou différenciés (fig. 1) suivant l'importance que l'on veut donner aux objectifs.

2.2 Contraintes

Contrairement aux objectifs, les contraintes sont faciles à définir parce qu'elles sont liées à la nature physique des éléments du réseau. En général elles sont les suivantes:

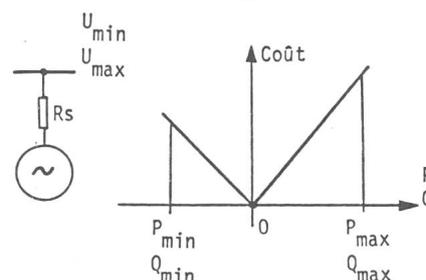


Fig. 1 Modèle de la génératrice

R_s Résistance des enroulements statoriques

2.2.1 Contraintes globales et bornes sur les variables dépendantes

– *Egalité production consommation:*

$$\sum_j P_j - \sum_j PL_j - \sum \text{Pertes actives} = 0 \quad (1)$$

$$\sum_j Q_j - \sum_j QL_j - \sum \text{Pertes réactives} = 0 \quad (2)$$

où P_j , Q_j sont les productions active et réactive injectées au nœud j et

PL_j , QL_j les consommations active et réactive reliées au nœud j .

Le modèle accepte des charges ou des consommations à puissance constante, à courant constant, à impédance constante, ou toute combinaison des éléments précités. Les demi-susceptances du schéma classique en π des lignes sont considérées comme des charges négatives à susceptance constante, reliées aux nœuds origine et extrémité de la ligne. Celle-ci est donc réduite à un dipôle avec son impédance longitudinale $R + jX$. Les productions fixes sont considérées comme des charges négatives.

– *Tensions aux nœuds:*

$$(U_{\min}) \leq (U) \leq (U_{\max}) \quad (3)$$

– *Courants dans les branches:*

$$(IB_{\min}) \leq (IB) \leq (IB_{\max}) \quad (4)$$

$$\text{où } IB_i = \sqrt{IPB_i^2 + IQB_i^2} \quad (5)$$

avec IPB_i et IQB_i le courant actif resp. réactif transisant dans la branche i .

2.2.2 Bornes sur les variables indépendantes

– *Productions actives et réactives:*

$$(P_{\min}) \leq (P) \leq (P_{\max}) \quad (6)$$

$$(Q_{\min}) \leq (Q) \leq (Q_{\max}) \quad (7)$$

Les contraintes des productions actives et réactives des machines synchrones sont liées entre elles selon le diagramme de fonctionnement de la figure 2. Les condensateurs et les inductances variables sont également considérés comme des injections de puissances positives et négatives à optimiser.

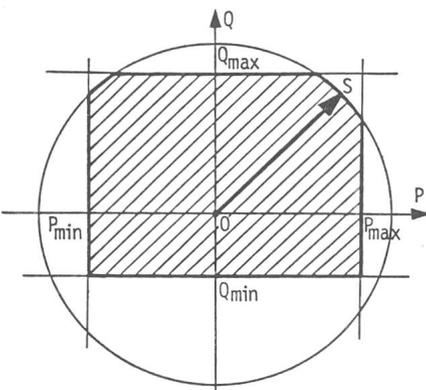


Fig. 2 Diagramme simplifié du domaine de fonctionnement de la machine synchrone

- P_{\min} puissance maximale des pompes
- P_{\max} puissance maximale de la turbine
- Q_{\min} excitation nulle
- Q_{\max} excitation maximale
- S puissance apparente

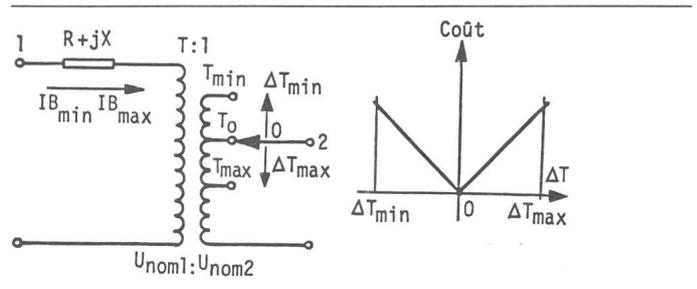


Fig. 3 Modèle du transformateur à gradins variables

– *Transformateur à gradins variables:*

$$(\Delta T_{\min}) \leq (\Delta T) \leq (\Delta T_{\max}) \quad (8)$$

où ΔT est la variation du rapport de transformation autour de la position nominale T_0 (fig. 3).

– *Transformateur déphaseur variable:*

$$(\Delta \theta_{\min}) \leq (\Delta \theta) \leq (\Delta \theta_{\max}) \quad (9)$$

où $\Delta \theta$ est l'écart angulaire.

Ces quatre variables indépendantes sont les variables de décision sur lesquelles s'effectuera l'optimisation, en leur affectant des coûts ou des priorités.

Tant pour les tensions que pour les courants, les contraintes sont du type inviolable lors d'un traitement par programmation linéaire. Ceci est partiellement vrai dans les transformateurs où la durée de vie peut être fortement réduite en cas de surtension ou de surintensité. Par contre, les lignes sont moins sensibles et pourraient supporter sans dommage une surintensité passagère. L'exemple de l'EDF qui installe systématiquement des relais à maximum d'intensité sur les lignes, conduit à une contrainte du type inviolable. En cas de nécessité, il est toujours possible d'ajouter une variable à coût élevé, elle-même sous contrainte, pour outrepasser la contrainte fixée.

2.3 Problème actif-réactif

Le modèle EXPRESO est basé sur le découplage actif-réactif. En effet, l'optimisation ou le calcul de la répartition des puissances dans un réseau à haute tension peut être découplé, en calculant séparément l'actif et le réactif. Ceci est vrai si le rapport R/X des lignes est faible, ce qui revient à négliger l'effet des accroissements de tensions sur les transits des puissances actives, respectivement l'effet des accroissements des angles sur les transits des puissances réactives.

Le programme EXPRESO effectue donc l'optimisation complète en deux temps (fig. 4). Il procède d'abord à l'optimisation de la puissance active seule [3] qui est considérée comme prioritaire sur l'optimisation du réactif. Si les productions actives sont fixes, l'optimisation se réduit à un simple calcul de répartition des puissances. A la suite de l'optimisation de l'actif, les contraintes des productions et des transits dans les branches sont modifiées en vue de l'optimisation du réactif.

3. Equations de base

Ce paragraphe a pour but d'établir les équations nécessaires à l'établissement de l'algorithme d'optimisation. Toutes les grandeurs sont exprimées en pu, à partir d'une puissance apparente triphasée de base et de la tension composée de base de chaque nœud, avec une tension de base par niveau de tension.

3.1 Relations entre courants, phases, tensions et susceptances

L'ensemble de la méthode est basée sur les injections de courant, avec découplage actif-réactif. A partir de la relation générale complexe :

$$(\underline{I}_{\text{net}}) = (\underline{Y}) (\underline{U}) \quad (10)$$

où $(\underline{I}_{\text{net}})$ vecteur des courants nets complexes injectés

$(\underline{Y}) = (G) + j(B)$ matrice des admittances nodales complexes

(\underline{U}) vecteur des tensions complexes

on déduit en négligeant G et en approximant $\sin \theta \approx \theta$ et $\cos \theta \approx 1$:

$$(IP_{\text{net}}) - (IQ_{\text{net}} \cdot \theta) \approx (B) (\theta) \quad (11)$$

$$(IQ_{\text{net}}) + (IP_{\text{net}} \cdot \theta) \approx (B) (U) \quad (12)$$

où (IP_{net}) vecteur des courants actifs nets injectés, en phase avec la tension des nœuds respectifs

(IQ_{net}) vecteur des courants réactifs nets injectés, en quadrature avec la tension des nœuds respectifs

(B) matrice des susceptances nodales

(θ) vecteur des phases des tensions inconnues par rapport à un nœud de référence

(U) vecteur des tensions inconnues par rapport au sol

L'avantage fondamental des relations (11) et (12) réside dans le fait qu'elles sont linéaires, avec l'approximation que la conductance longitudinale des lignes est négligée.

Comme les impédances transversales des lignes sont considérées comme des charges, il est nécessaire d'exprimer les phases θ et les tensions ΔU par rapport à un nœud de référence choisi arbitrairement, de tension U_{ref} et de phase = 0.

Les relations (11) et (12) deviennent :

$$(IP_{\text{net}}) - (IQ_{\text{net}} \cdot \theta) \approx (B_{\text{red}}) (\theta) \quad (13)$$

$$(IQ_{\text{net}}) + (IP_{\text{net}} \cdot \theta) - (B) (U_{\text{ref}}) \approx (B_{\text{red}}) (\Delta U) \quad (14)$$

où (B_{red}) est la matrice des susceptances nodales réduite.

Si l'on sépare les productions actives et réactives IP et IQ et les consommations actives et réactives IPL et IQL , on a :

$$(IP_{\text{net}}) = (IP) - (IPL) \quad (15)$$

$$(IQ_{\text{net}}) = (IQ) - (IQL) \quad (16)$$

Finalement, le calcul des déphasages et des tensions inconnues est effectué par les relations

$$(\theta) \approx (B_{\text{red}})^{-1} (IP) - (B_{\text{red}})^{-1} [(IPL) + (IQ_{\text{net}} \cdot \theta)] \quad (17)$$

$$(\Delta U) \approx (B_{\text{red}})^{-1} (IQ) - (B_{\text{red}})^{-1} [(IQL) - (IP_{\text{net}} \cdot \theta)] - (B_{\text{red}})^{-1} (B) (U_{\text{ref}}) \quad (18)$$

A partir des phases et des tensions, on déduit les courants de branche actif IPB (en phase avec la tension de référence U_{ref}) et réactif IQB (en quadrature avec U_{ref}) transitant entre les nœuds $p - q$ (milieu de la branche), soit :

$$\text{actif: } IPB_{pq} = -b_{pq} (\theta_p - \theta_q) \quad (19)$$

$$\text{réactif: } IQB_{pq} = -b_{pq} (U_p - T_{pq} \cdot U_q) \quad (20)$$

avec l'hypothèse de la conductance longitudinale $g_{pq} = 0$

où $b_{pq} = -1/X_{pq}$ susceptance longitudinale de la branche pq

T_{pq} rapport de transformation de la branche pq (= 1 pour les lignes).

3.2 Matrices et vecteurs de contribution

A partir des relations précédentes, on peut établir un nouveau système d'équations linéaires dont les grandeurs à optimiser seront (IP) , (IQ) , $(\Delta\theta)$ et (ΔT) , soit :

$$(A_1) (IP) + (B_1) + (A_2) (\Delta\theta) = (IPB) \quad (21)$$

$$(A_3) (IQ) + (B_2) + (C_2) + (A_4) (\Delta T) = (IQB) \quad (22)$$

$$(A_5) (IQ) + (B_3) + (C_3) + (A_6) (\Delta T) = (\Delta U) \quad (23)$$

où (A_1) matrice des contributions des productions actives sur les courants actifs

(A_2) matrice des contributions des transformateurs déphaseurs sur les courants actifs

(A_3) matrice des contributions des productions réactives sur les courants réactifs

(A_4) matrice des contributions des transformateurs à gradins sur les courants réactifs

(A_5) matrice des contributions des productions réactives sur les tensions

(A_6) matrice des contributions des transformateurs à gradins sur les tensions

(B_1) vecteur des contributions des charges sur les courants actifs

(B_2) vecteur des contributions des charges sur les courants réactifs

(B_3) vecteur des contributions des charges sur les tensions

(C_2) vecteur des contributions des transformateurs fixes sur les courants réactifs dans un réseau à vide

(C_3) vecteur des contributions des transformateurs fixes sur les tensions dans un réseau à vide

Selon l'équation (18), on déduit immédiatement (A_5) de $(B_{\text{red}})^{-1}$, en supprimant la colonne j correspondant à $IQ_j = 0$, d'où un gain de mémoire considérable. De plus, on déduit des équations (17) et (18)

$$(B_1) = - (B_{\text{red}})^{-1} (IPL) \quad (24)$$

avec l'approximation $(IQ_{\text{net}}) = 0$, donc $(U) = 1$.

$$(B_3) = - (B_{\text{red}})^{-1} [(IQL) - (IP_{\text{net}} \cdot \theta)] \quad (25)$$

$$(C_3) = - (B_{\text{red}})^{-1} (B) (U_{\text{ref}}) \quad (26)$$

Tous les calculs des matrices et des vecteurs de contribution s'effectuent à partir des relations (17) et (18) par un programme de répartition des puissances avec analogie au courant continu (DC-Flow), avec ordonnancement optimal et bifactorisation de la matrice creuse des susceptances nodales (B) . La méthode consiste à considérer séparément chaque terme des équations (21) à (23) en calculant séparément leur influence sur les phases (donc sur les transits) et les tensions. Toutes les relations permettant le calcul détaillé des éléments des matrices et des vecteurs sont explicitées dans [4].

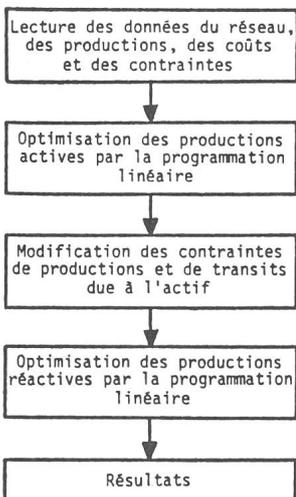


Fig. 4 Optimisation complète actif-réactif

3.3 Facteurs de pénalité

Si un des objectifs de l'optimisation est de minimiser les pertes actives, il est nécessaire de pénaliser les coûts ou les priorités des productions actives et réactives en fonction des pertes actives qu'elles engendrent. On applique la méthode bien connue des facteurs de pénalité qui consiste à calculer pour chaque centrale et pour chaque point de fonctionnement une résistance équivalente représentative des pertes actives totales dues à cette centrale. On calcule donc les transits de courants en négligeant les résistances des branches, que l'on réintroduit pour calculer les pertes.

La méthode décrite ci-après s'appuie sur les matrices et vecteurs de contribution déjà calculés. Elle est très simple et surtout très rapide, ce qui permet un calcul des facteurs de pénalité pour chaque point de fonctionnement. Toutefois, elle est un peu moins précise que les méthodes traditionnelles du fait qu'on admet une variation linéaire des pertes avec les productions autour d'un point de fonctionnement, alors que la courbe est presque quadratique.

Les pertes actives dues aux transits actifs et les pertes actives dues aux transits réactifs s'ajoutent arithmétiquement. De ce fait, on peut traiter séparément l'actif et le réactif.

3.3.1 Actif

Si l'on injecte ΔP suffisamment petit à la centrale j , les pertes différentielles s'expriment par

$$\frac{\partial \text{pertes actives}}{\partial P_j} \approx \frac{\Delta \text{pertes actives}}{\Delta P_j} \quad (27)$$

$$\text{avec } \Delta \text{pertes actives} = \sum_i R_i \cdot \Delta IPB_i (\Delta IPB_i + 2 IPB_i) \quad (28)$$

où l'on a dans la branche i l'accroissement de courant:

$$\Delta IPB_i = \left(A_{1ij} + \frac{B_{1i}}{\sum PL + \sum \text{pertes actives}} \right) \Delta P_j \quad (29)$$

On remarque que l'accroissement des pertes est fonction des courants IPB_i transitant dans les branches dans un cas de productions et de charges données. Les courants IPB_i sont calculés avec $P_j = 0$, pour avoir une base commune pour toutes les injections. En fait, pour être rigoureux, à coût égal, les productions devraient fonctionner aux mêmes pertes différentielles alors que la linéarisation les différencie immédiatement, puisqu'elles sont constantes à un point de fonctionnement donné. Cette approximation reste valable dans la mesure où la plage de fonctionnement d'une centrale est assez faible par rapport à la production totale. Dans le cas contraire, il est nécessaire de briser la droite en plusieurs segments et d'introduire des variables supplémentaires pour un traitement par programmation linéaire avec fonctions convexes séparables, ou de recourir à une autre solution.

A partir des pertes différentielles, on calcule le facteur de pénalité dû à la centrale j :

$$FP_j = \frac{1}{1 - \frac{\Delta \text{pertes actives}}{\Delta P_j}} \quad (30)$$

3.3.2 Réactif

Le calcul en réactif est tout à fait similaire et l'on a

$$\frac{\partial \text{pertes actives}}{\partial Q_j} \approx \frac{\Delta \text{pertes actives}}{\Delta Q_j} \quad (31)$$

$$\text{avec } \Delta \text{pertes actives} = \sum_i R_i \cdot \Delta IQB_i (\Delta IQB_i + 2 IQB_i) \quad (32)$$

$$\text{où } \Delta IQB_i = \left(\frac{A_{3ij}}{U_j} + \frac{B_{2i}}{\sum QL + \sum \text{pertes réactives}} \right) \Delta Q_j \quad (33)$$

$$FQ_j = \frac{1}{1 - \frac{\Delta \text{pertes actives}}{\Delta Q_j}} \quad (34)$$

4. Formulation du problème pour la programmation linéaire et algorithmes

Sur la base des équations du paragraphe 3, on peut formuler complètement le problème actif-réactif pour un traitement par la méthode duale du simplexe. Les contraintes et les fonctions objectif s'expriment en fonction des courants actifs et réactifs injectés et des transformateurs variables qui sont les variables de décision sur lesquelles on peut agir directement. Les fonctions objectif consistent à minimiser pour une tranche horaire les coûts ou les priorités des variables tout en respectant les contraintes, soit:

$$\text{actif: } \min \left(\sum_j FP_j \cdot \lambda_{pj} \cdot IP_j + \sum_f \mu_{pf} \cdot \Delta \theta_f \right) \quad (35)$$

$$\text{réactif: } \min \left(\sum_j FQ_j \cdot \lambda_{qj} \cdot U_j IQ_j + \sum_g \mu_{qg} \cdot \Delta T_g \right) \quad (36)$$

où λ_p et μ_p sont les coûts linéaires ou les priorités des variables actives, λ_q et μ_q ceux des variables réactives.

Sur la base des relations (21) à (23) on peut établir deux tableaux du simplexe (tab. I et tab. II), en dédoublant certaines variables pour respecter la non négativité de celles-ci. Grâce à un algorithme adapté à ce problème particulier, les bornes des variables de décision ne sont pas incluses dans les tableaux, ce qui permet un gain considérable de mémoire. Une variable supplémentaire ΔU_{ref} a été ajoutée au tableau du simplexe du réactif pour permettre une fourchette de tension admissible au nœud de référence, au même titre que les autres nœuds. Cette variable est donc sous contrainte et de coût nul.

L'optimisation s'effectue par un processus itératif. Les figures 5 et 6 illustrent la méthode itérative pour optimiser les productions. Avant l'introduction des contraintes de courants et de tensions, seules les contraintes d'égalité sont présentes et l'optimisation s'effectue par un simple tri des coûts ou des priorités. En cas de violation d'une ou de plusieurs contraintes de courants ou de tensions, celles-ci sont introduites au fur et à mesure de leur occurrence et l'optimisation s'effectue dès lors par la programmation linéaire. En général, la convergence est obtenue rapidement, surtout si les contraintes sont sévères, mais, contrairement à l'actif, l'optimisation du réactif est beaucoup plus difficile, car toute modification de la tension entraîne une modification générale des charges, des pertes réactives, des facteurs de pénalité et de plusieurs matrices et vecteurs de contribution. Les grandeurs avec un «*» du tableau du simplexe (tab. II) sont dépendantes de la tension et doivent être recalculées à chaque itération.

5. Exemple

L'exemple proposé ci-après traite un réseau 220/125 kV (fig. 7), dont le but est de minimiser les pertes actives pour un cas de charges donné (problème de gestion économique ou dispatching économique). Les productions actives sont fixes, et l'optimisation s'effectue sur les productions réactives seules. Ce réseau comporte 47 nœuds, 60 lignes, 5 transformateurs de poste, 4 productions fixes et 16 centrales à optimiser.

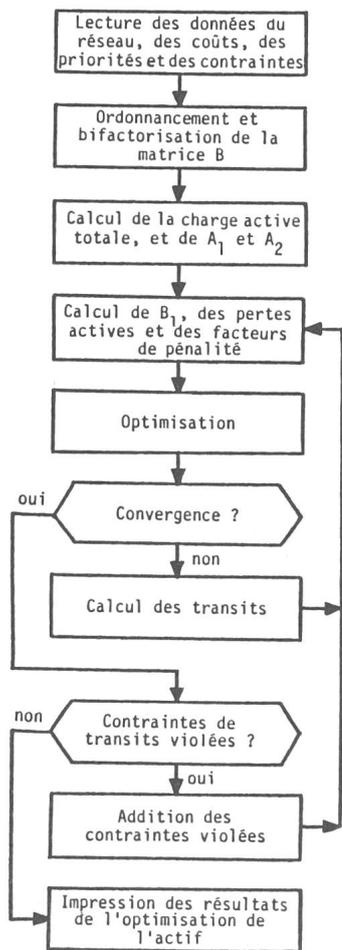


Fig. 5 Organigramme pour l'optimisation de l'actif

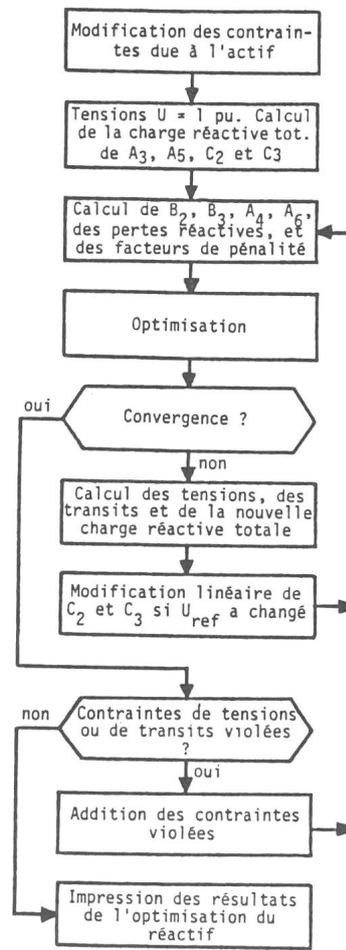


Fig. 6 Organigramme pour l'optimisation du réactif

Tableau du simplexe pour l'actif

Tableau I

Variables → Contraintes	Génératrices		Transformateurs		Relations	Constantes
	IP +	IP -	$\Delta\theta +$	$\Delta\theta -$		
Productions	1	-1	0	0	=	$\sum PL + \sum \text{pertes actives}$
Transits de courant	A_1	$-A_1$	A_2	$-A_2$	\leq	$IB_{\max} - B_1$
	A_1	$-A_1$	A_2	$-A_2$	\geq	$IB_{\min} - B_1$
Fonction objectif	$FP \cdot \lambda_p$	$FP \cdot \lambda_p$	μ_p	μ_p	min	—

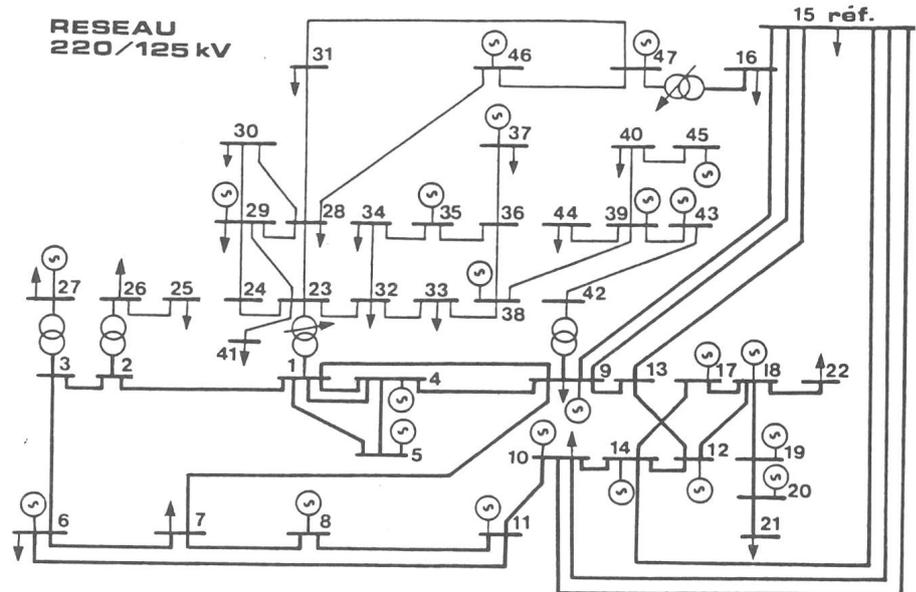
Tableau du simplexe pour le réactif

Tableau II

Variables → Contraintes	Génératrices		Condensateurs	Inductances	Transformateurs		Nœud de référence ΔU_{ref}	Relations	Constantes
	$IQ +$	$IQ -$			$\Delta T +$	$\Delta T -$			
Productions	U^*	$-U^*$	U^*	$-U^*$	0	0	0	=	$\sum QL^* + \sum \text{pertes réactives}^*$
Transits de courant	A_3	$-A_3$	A_3	$-A_3$	A_4^*	$-A_4^*$	0	\leq	$IQB_{\max} - B_2^* - C_2^*$
	A_3	$-A_3$	A_3	$-A_3$	A_4^*	$-A_4^*$	0	\geq	$IQB_{\min} - B_2^* - C_2^*$
Tensions	A_5	$-A_5$	A_5	$-A_5$	A_6^*	$-A_6^*$	± 1	\leq	$U_{\max} - B_3^* - C_3^* - U_{ref}$
	A_5	$-A_5$	A_5	$-A_5$	A_6^*	$-A_6^*$	± 1	\geq	$U_{\min} - B_3^* - C_3^* - U_{ref}$
Fonction objectif	$FQ^* \cdot U^* \cdot \lambda_q$	μ_q	μ_q	0	min	—			

*) Valeur modifiée à chaque itération

Fig. 7
Exemple: réseau 220/125 kV de 47 nœuds



Le nœud 15 a été choisi comme nœud de référence. Les lignes ne sont pas sous contraintes vu leur capacité suffisante dans ce cas. Par contre, les transformateurs sont sous contraintes, ainsi que la tension des nœuds dont les valeurs sont: nœud de référence 239–242 kV, nœud 220 kV 225–245 kV, nœud 125 kV 119–132 kV.

Le tableau III résume les résultats obtenus en classant les centrales par ordre de leur contribution sur les pertes actives totales. 14 itérations ont été nécessaires pour obtenir la convergence, après avoir introduit 22 contraintes de tensions et de transits. Le temps de calcul total est de 8 s (processeur central) sur VAX-11/780.

Résultats de l'exemple

Tableau III

Rang	Centrale (Nœud)	Priorité	Q_{min} (Mvar)	Q_{max} (Mvar)	Q (Mvar)	U (kV)
1	29	1	- 10	20	20	122,0
2	4	1	-100	300	219	245,0
3	46	1	- 20	30	30	128,1
4	47	1	- 10	15	15	128,2
5	20	1	- 20	40	40	238,6
6	27	1	- 40	60	16,2	132,0
7	38	1	- 30	60	60	129,3
8	19	1	- 6	13	13	239,1
9	17	2	-100	216	-	240,9
10	38	1	- 15	32	32	129,4
11	37	1	- 5	15	15	128,7
12	10	1	-100	360	7,5	243,4
13	9	1	-150	480	-	242,9
14	5	1	- 50	50	-	244,3
15	43	1	- 50	150	-	128,6
16	45	1	- 20	30	4,6	129,3

6. Conclusion

Pour l'analyse de sécurité et l'optimisation économique des réseaux électriques à haute tension sous contraintes, la programmation linéaire est plus puissante et plus rapide que les méthodes conventionnelles. Elle sera probablement une des techniques les plus efficaces pour les applications futures en temps réel. De plus, par sa grande capacité de variables et de contraintes, elle permet de traiter efficacement de grands réseaux, et de considérer un maximum d'éléments. Elle est un peu moins précise sur certains aspects du fait qu'on linéarise autour de points de fonctionnement des fonctions sinusoïdales, quadratiques ou autres, mais les résultats sont suffisamment précis pour les besoins de la pratique.

L'aspect original du présent rapport est l'extension de l'application de la programmation linéaire à l'optimisation des puissances réactives, en intégrant toutes les grandeurs usuelles en vue d'applications industrielles. Le programme de calcul a une taille raisonnable, peut être implanté sans difficulté majeure sur mini-ordinateur, et donne des résultats très satisfaisants.

Bibliographie

- [1] M. Cuénod: Quelques aspects de l'optimisation de la répartition des productions d'énergie réactive et active. Bull. ASE/UCS 66(1975)20, p. 1130...1135.
- [2] J. Carpentier: Dispatching économique. Journées d'information sur: Utilisation de l'ordinateur dans l'économie énergétique, 20 et 21 septembre 1979, Dättwil AG. Zürich, ASE, 1979; p. 115...132.
- [3] P.-A. Chamorel et F. Renaud: Programmation dynamique appliquée au problème du dispatching économique. Journées d'information sur: Utilisation de l'ordinateur dans l'économie énergétique, 20 et 21 septembre 1979, Dättwil AG. Zürich, ASE, 1979; p. 185...200.
- [4] P. A. Chamorel: Optimisation des productions d'énergies active et réactive dans un réseau électrique à haute tension. Rapport interne de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1980.

Adresse de l'auteur

P. A. Chamorel, Ing. SIA., Laboratoire de réseaux d'énergie électrique, EPFL, 16, chemin de Bellerive, 1007 Lausanne.