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: 77 (1986)

Heft: 13

Artikel: Simulation de l'exploitation hebdomadaire d'un complexe hydroélectrique sur ordinateur personnel

Autor: Theytaz, P. / Germond, A. / Antille, N.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904224

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 10.12.2025

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

Simulation de l'exploitation hebdomadaire d'un complexe hydroélectrique sur ordinateur personnel

Ph. Theytaz, A. Germond, N. Antille

Cet article décrit les développements effectués en vue de la réalisation d'un outil d'aide à la gestion d'une installation hydraulique de partenaires. Le but est de simuler l'exploitation d'un système hydroélectrique semaine par semaine à vue d'une optimisation des programmes de production.
Le modèle développé utilise de nouvelles techniques d'optimisation basées sur la méthode des flots dans les graphes. Le programme de calcul fournit le plan d'exploitation des centrales heure par heure ainsi que l'évolution du volume des différents bassins.

Der Aufsatz beschreibt Arbeiten für ein Hilfswerkzeug zur Führung einer hydraulischen Partneranlage. Das Ziel liegt in einer wochenweisen Simulation der Auslastung eines hydroelektrischen Systems zwecks Optimierung der Produktionsprogramme.
Das beschriebene Modell benutzt neue Optimierungstechniken, die auf der Methode der Netzflüsse beruhen. Das Berechnungsprogramm bringt stündlich den Auslastungsplan der Wasserkraftwerke und auch die Schwankungen des Inhalts der verschiedenen Ausgleichsbecken.

Le travail décrit a pu être réalisé grâce à la collaboration des exploitants, les sociétés Alusuisse et Atel. MM S. Alec, N. Antille, D. Gabioud et M. Troyon ont fait les travaux préliminaires comme projet de semestre resp. de diplôme à l'EPFL, et M. C. Pasche a développé l'algorithme de calcul de flots. Le matériel informatique a été mis à disposition par IBM.

Adresse des auteurs
Ph. Theytaz, Prof. A. Germond et *N. Antille*, Laboratoire de Réseaux d'Energie Electrique de l'EPFL, 16, chemin de Bellerive, 1007 Lausanne.

1. Introduction

De tout temps, on a cherché à surmonter l'obstacle du déphasage saisonnier entre la production et la consommation d'énergie en construisant des barrages. L'accumulation d'eau en été est un excellent moyen de stockage de l'énergie électrique, permettant de la libérer à la demande, en l'occurrence en hiver. Il s'agit dès lors d'exploiter de manière rationnelle le produit des moyens de production mis en place.

Mais de quelle manière faut-il gérer ces bassins d'accumulation (nos seuls moyens de stockage) de façon à optimiser les coûts de production de ces systèmes?

La programmation dynamique apporte des solutions pour une planification annuelle. Quant à l'exploitation quotidienne ou hebdomadaire, elle est encore de nos jours largement basée sur l'expérience humaine. Les exploitants chargés de cette tâche déterminent les plans de production des différentes centrales afin de couvrir la demande prévue. Cette manière de faire est satisfaisante, mais rien ne garantit qu'une telle exploitation soit financièrement optimale.

Le développement de l'informatique conjugué avec celui de nouvelles méthodes mathématiques, telles que la circulation de flots dans les graphes, nous permettent aujourd'hui de résoudre efficacement de grands problèmes d'optimisation sous contraintes. Ce sont ces techniques de calcul qui sont utilisées au cours de cette étude.

2. Description du problème

Le complexe hydroélectrique qui nous a servi de base est celui des Forces Motrices de la Gougra (FMG) situé dans le Val d'Anniviers VS.

La société des FMG regroupe trois partenaires: ATEL (Aar et Tessin S.A. d'électricité, Olten), Rhonewerke AG, filiale d'Alusuisse, et la Commune de Sierre avec respectivement 60%, 30% et 10% des parts.

En fonction des différentes particularités de ce système et en connaissant la variation annuelle du barrage à accumulation de Moiry, on va simuler l'exploitation des centrales et des bassins de manière à maximiser le revenu de la production d'énergie, c'est-à-dire utiliser la quantité d'eau à disposition de la manière la plus profitable possible.

L'aménagement de la Gougra a été représenté schématiquement à la figure 1.

Ce complexe est composé de quatre bassins: Moiry (à variation annuelle), Tourtemagne, Motec et Vissoie (à variation journalière). La chute dispo-

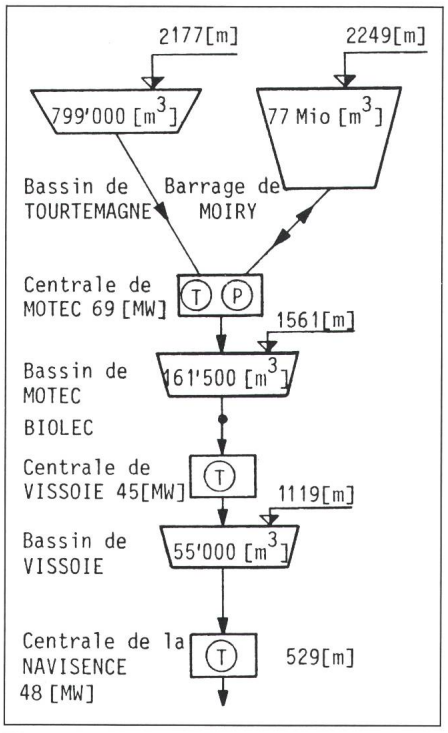


Fig. 1 Bassins et centrales de l'aménagement de la Gougra

nible a été aménagée en trois paliers par les centrales de Motec, de Vissoie et de la Navisence. Il faut noter que la centrale de Motec est également équipée de deux pompes: une pompe siphon (Tourtemagne-Moiry) et une pompe à accumulation (Motec-Moiry). Une autre particularité de l'aménagement est que le débit du palier inférieur (Vissoie-Navisence de 11 m^3/s) est inférieur au débit des paliers supérieurs (Motec-Vissoie 14 m^3/s, Moiry-Motec 13 m^3/s et Tourtemagne-Motec 8 m^3/s); d'où la difficulté de gérer de manière optimale les bassins de Vissoie et Motec qui se remplissent plus vite qu'ils ne se vident lors d'une utilisation à puissance maximale.

Les données hydrologiques indispensables à la gestion ont été tirées de valeurs moyennes établies par les exploitants.

3. Méthode utilisée

La méthode que l'on a utilisée se base sur la théorie des flots s'écoulant dans les graphes. L'intérêt de cette notion vient de ce qu'elle fournit un modèle général pour l'étude de toute circulation de «fluide» matériel ou immatériel dans un réseau. Celui-ci peut être soit un réseau réel (route, conduite), soit un réseau abstrait schématisant la structure d'un système complexe. A l'aide de cet outil, il est possible de modéliser les liaisons ou les relations susceptibles d'exister entre les éléments du système envisagé. Ainsi le champ d'application de cette méthode est très étendu.

Pour le problème qui nous préoccupe, nous avons donc élaboré un réseau modélisant le système de la Gougra. Ce réseau sera formé de n nœuds $(i, j...)$, ces nœuds étant reliés entre eux par m arcs (i, j) dirigés. A chaque arc (i, j) il faudra associer une capacité CAP (i, j) caractérisant la quantité maximale de flot qui peut y transiter. Dans ce modèle, un nœud représente un réservoir à un instant donné, et le flot dans un arc une variation de volume.

Il faudra également définir une variable COST (i, j) qui associe à chaque arc (i, j) un «coût de passage» d'une unité de flot le long de cet arc, représentant en fait la valeur de l'énergie produite. La notion de bilan $B(i)$ définira en chaque nœud la différence entre le flot quittant i et celui arrivant en i. Si $B(i) > O$ (resp. $< O$), on injecte (resp. retire) $B(i)$ unités de flot en i; le nœud sera alors dit producteur (resp. consommateur). Si $B(i) = O$, il y a conservation du flot en i. Pour assurer l'équilibre du réseau, il faut que la somme des injections soit égale à celle des retraits: c'est-à-dire que le bilan total doit être nul: $\Sigma B(i) = O$. Le flot, sur l'ensemble du réseau, devra donc satisfaire:

- m contraintes de capacités: $f(i, j) \leqslant \mathrm{CAP}(i, j)$
- n équations de bilan:

$$\sum_{(i,j)} f(i,j) - \sum_{(i,j)} f(i,j) = B(i)$$

La conservation du flot en chaque nœud sera alors satisfaite.

Le problème du flot à coût maximum réside maintenant dans la recherche d'un flot $f(i, j)$ compatible avec les contraintes sur le réseau et tel que son coût total

$$\sum_{(i,j)} \mathrm{COST}(i,j) \cdot f(i,j) \text{ soit maximum}$$

La fonction à optimiser représente le «prix» à payer pour faire passer le flot des nœuds producteurs aux nœuds consommateurs à travers le réseau. C'est un algorithme résolvant ce type de problème qui a été utilisé et implanté sur ordinateur personnel au cours de cette étude (programme d'optimisation FLOCOU).

4. Application à un aménagement hydraulique

L'équation dynamique d'un bassin est basée sur la conservation de l'eau et se prête donc bien à une modélisation par la méthode des flots dans un graphe. Pour traiter un exemple général, on suppose que le bassin considéré a un bassin supérieur et inférieur et que la variation du débit dans la conduite est instantanée. On peut donc écrire:

$$V_i(k) - V_i(k-1) + q_i(k) - q_{i-1}(k) + D_i(k) - D_{i-1}(k) = A_i(k) \quad (1)$$

$V_i(k)$ et $(k-1)$ le contenu du bassin i à la fin resp. au début de l'heure k
$q_i(k)$ la quantité d'eau turbinée du bassin i pendant l'heure k
$D_i(k)$ le trop-plein déversé du bassin i
$A_i(k)$ les apports naturels dans le bassin i pendant l'heure k

De plus, le volume des bassins doit également satisfaire aux contraintes:

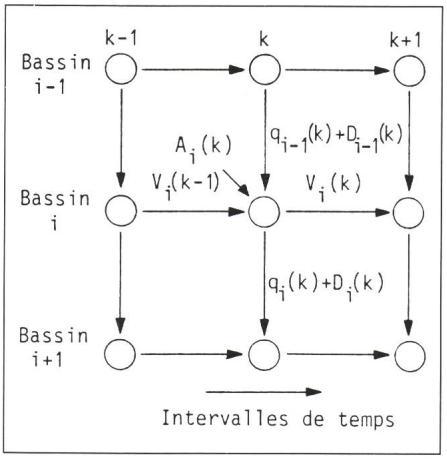


Fig. 2 Représentation graphique de l'équation dynamique d'un bassin

$$V_{imin} \leqslant V_i(k) \leqslant V_{imax} \quad (2)$$

De même que l'écoulement dans les conduites dépend du débit installé:

$$q_{imin} \leqslant q_i(k) \leqslant q_{imax} \quad (3)$$

L'équation (1) peut être représentée graphiquement sous la forme d'un réseau avec en ordonnée les différents bassins et en abscisse l'échelle des intervalles de temps. Ce réseau a été représenté à la figure 2.

La fonction objectif de cette simulation correspond à une optimisation des coûts de production, pris dans le sens large. Ces côuts sont fonction de l'énergie produite (fonction de la quantité d'eau turbinée) et de la période tarifaire considérée. On peut donc écrire:

$$F = \sum_{k=1}^{N} e(k) \cdot Ta(k) \quad (4)$$

avec

N nombre d'intervalles de temps considéré
$e(k)$ énergie totale produite par les i centrales pendant l'heure k (kWh)
$Ta(k)$ prix de vente de l'énergie pendant l'heure k (Fr./kWh).

Le but de l'optimisation est de maximiser cette fonction F.

5. Modélisation de l'aménagement de la Gougra

5.1 Hypothèses de base

Par définition, un modèle n'est qu'une représentation schématique et

approximative de la réalité. Il convient donc de relever ici certaines hypothèses simplificatrices qu'il a été nécessaire de faire pour l'élaborer:

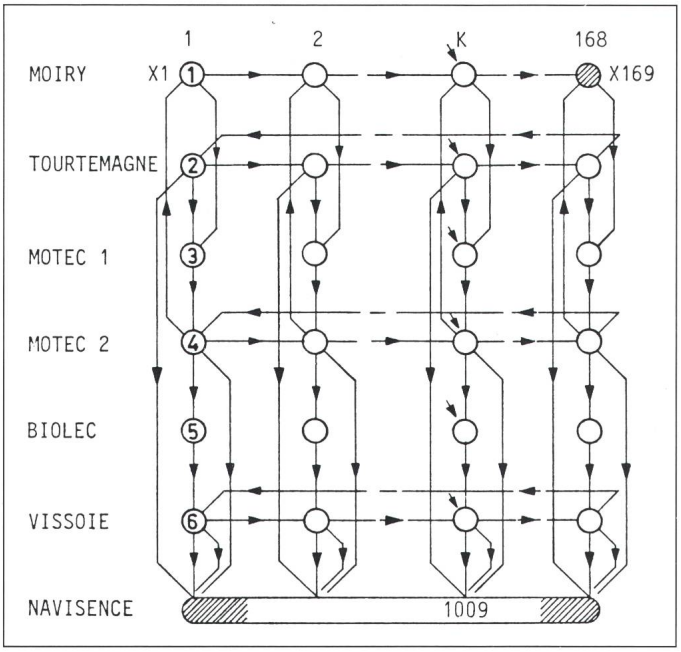
- La semaine a été divisée en k intervalles d'une heure, $k = 1...168$.
- On considère que le complexe de la Gougra n'a pas une demande fixée à satisfaire. En cas de manque de production de puissance, celle-ci sera achetée sur le marché; au cas où la puissance produite est supérieure à la demande des partenaires, le surplus est vendu à l'extérieur. Nous avons procédé de la sorte de manière à donner la priorité à l'optimisation calculée par le programme. La solution déterminée sera donc optimale pour le complexe considéré, mais peut être différente d'une solution qui tiendrait compte en priorité des besoins des partenaires.
- La contrainte de la réserve tournante, l'évaporation, ainsi que la variation des pertes de charge en fonction du débit et de la chute ont été négligées.
- La modélisation de la pompe siphon à Motec s'est avérée compliquée, mais son exploitation ne pose pas de problèmes particuliers à l'exploitant et peut être considérée comme optimale. On a donc, d'entente avec l'exploitant, décidé en première analyse de ne pas la prendre en compte dans le modèle.
- Le barrage de Moiry est considéré comme un bassin à accumulation dont la gestion est connue (son volume en début et en fin de semaine doit donc être donné).
- Les trois autres bassins: Tourtemagne, Motec et Vissoie sont considérés comme des bassins de compensation. Leur niveau en fin de semaine sera donc identique au niveau initial.

5.2 Choix des nœuds et des arcs

La difficulté de ce travail réside principalement dans l'élaboration d'un modèle sous forme de graphe exclusivement.

En abscisse, on a fait figurer le temps, soit 168 unités pour des intervalles d'une heure sur une semaine. Par contre, le choix des ordonnées s'est avéré plus délicat. Les quatre bassins ont, bien sûr, été représentés: Moiry, Tourtemagne, Motec et Vissoie. En chacun des nœuds, il faudra ajouter une production, c'est-à-dire un arc entrant, correspondant à la modélisation des apports naturels. Les apports à la chambre d'équilibre de Biolec étant connus, on a également considéré cette ordonnée.

Fig. 3
Représentation du graphe général



La modélisation des centrales (fig. 3) ne pose pas de problèmes particuliers pour celles de Vissoie et de la Navisence. La première sera modélisée par l'arc Motec-Vissoie, la seconde par l'arc Vissoie-Navisence. Par contre, la modélisation de Motec a nécessité une analyse plus détaillée, vu qu'elle reçoit des eaux de deux bassins différents. Il n'y aurait pas de problèmes si chacun des bassins disposait de groupes distincts. Dans la réalité, la centrale est équipée de trois groupes, dont deux sont toujours attribués au barrage de Moiry, avec en plus la possibilité de pomper de l'eau du bassin de Motec à Moiry. Le troisième groupe peut turbiner de l'eau soit de Tourtemagne ou de Moiry, mais bien entendu pas simultanément.

Le fonctionnement de cette centrale ne peut pas être modélisé rigoureusement par la méthode des flots dans les graphes.

La solution qui s'est avérée la plus satisfaisante consiste à admettre la possibilité de turbiner à la fois les eaux de Tourtemagne et de Moiry sur les trois groupes indifféremment, la seule contrainte étant que le débit total ne dépasse pas le débit maximal turbinable à Motec. Cette option nécessite donc l'introduction d'un nœud Motec 1, afin de sommer les eaux provenant des deux bassins supérieurs. Ce nœud Motec 1 sera relié au nœud Motec 2 par un arc dont la capacité est celle du débit maximal turbinable à la centrale.

Finalement, le graphe sera composé de 168 intervalles en abscisse et 7 nœuds en ordonnée. Au total, on aura 1009 nœuds (soit $[168 \times 6]+1$) puisque le nœud Navisence est le même, quelque soit l'intervalle de temps considéré. A ces nœuds, il faut encore ajouter les arcs pour obtenir le modèle complet du complexe sous forme de réseau. On aura donc: les arcs modélisant les apports naturels en chaque nœud, les arcs horizontaux représentant l'évolution du volume des bassins et les arcs verticaux qui modélisent les conduites forcées ainsi que les différentes possibilités de déversement. Chaque nœud sera caractérisé par son numéro, sa production ou sa consommation. Chaque arc sera caractérisé par les numéros de ses nœuds extrémités, sa capacité et son coût unitaires.

5.3 Détermination des capacités et des coûts unitaires

Les relations de base qui ont servi à déterminer les capacités et les coûts unitaires de chaque arc sont les suivantes:

La puissance électrique est fonction du débit par la relation:

$$P_e = \text{rhe} \cdot q \qquad (5)$$

où

rhe $= \eta \cdot \varrho \cdot g \cdot h$ (J/m³) pour le cas de turbinage

$\text{rhe}_p = \varrho \cdot g \cdot h / \eta_p$ (J/m³) pour le pompage

h est la hauteur de chute et η le rendement total.

Connaissant la puissance maximale des centrales, on peut calculer le débit maximum correspondant et, par conséquent, la capacité maximale d'une conduite forcée en fonction de la puissance installée; cette capacité correspond en fait à celle des arcs de notre réseau. On obtient donc:

$$CAP = 3600\ P_e/\mathrm{rhe} = 3600\ q \qquad [m^3]$$

Le coût par unité de flot peut être calculé à son tour si l'on connaît le tarif horaire. On a

$$COST(k) = \mathrm{rhe} \cdot Ta(k)/3600\,[Fr./m^3] \quad (6)$$

où $Ta(k)$ correspond au prix de vente de l'énergie à l'heure k (Fr./kWh) et la division par 3600 permet le passage de kWh à kJ.

Après avoir posé certaines hypothèses, on a donc calculé les capacités et coûts unitaires correspondant aux différents arcs. Ces déterminations sont résumées dans le graphique de la figure 4 qui représente une partie du graphe pour un intervalle de temps.

5.4 Modélisation de l'aspect aléatoire

La modélisation de l'aspect aléatoire de l'exploitation réelle a également été prise en compte dans ce travail de manière à rendre la simulation proche de la réalité. Cet aspect aléatoire peut intervenir sur la majorité des termes introduits dans les données. Nous avons donc introduit les possibilités suivantes:

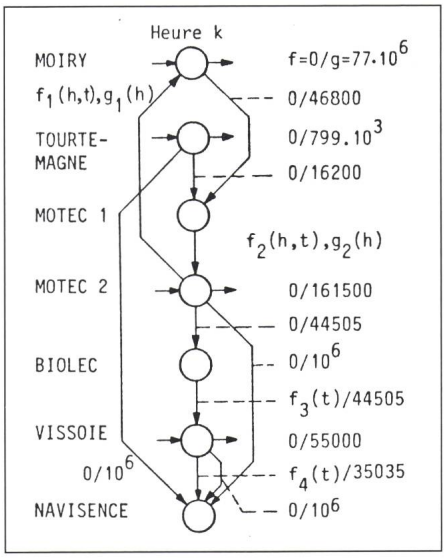


Fig. 4 Modèle partiel de la gestion hebdomadaire
f(h, t) coût unitaire, fonction de la hauteur de chute et de la période considérée (Fr./m³)
g(h) capacité maximale de l'arc (m³)

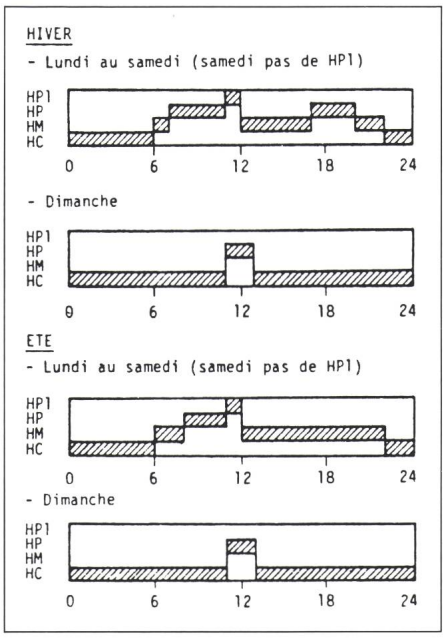


Fig. 5 Structure tarifaire de base
HC heures creuses
HM heures moyennes
HP heures de pointe
HP1 heures de pointe supérieure

- L'utilisateur pourra redémarrer le programme n'importe quel jour de la semaine au cas où un événement imprévisible surviendrait.
- Les apports au système sont donnés sous forme de valeurs moyennes. Celles-ci pourront être pondérées de plus ou moins x%, suivant la nature effective des apports au moment de l'optimisation.
- L'exploitant aura également la possibilité d'introduire l'indisponibilité de certains groupes qui peut survenir pour des raisons de pannes diverses ou simplement de maintenance.
- Les tarifs horaires de vente de l'énergie pourront également être modifiés heure par heure. La structure tarifaire est basée sur quatre tarifs différents. La structure qui a servi de référence pour la simulation a été tirée des définitions tarifaires de l'UCPTE et est représentée à la figure 5.

6. Programme d'optimisation

Le programme d'optimisation est écrit en FORTRAN 77 sur IBM PC (XT). Sa structure peut être décomposée en quatre parties principales:

- Une partie lecture des données et interface entre les paramètres du problème physique et les données sous forme de flots dans un graphe requises pour l'emploi du module mathématique d'optimisation.
- Une partie optimisation qui calcule le flot associé au coût optimal.
- Une partie interprétation des résultats qui retranscrit les termes de flots calculés par l'optimisation en termes de turbinage, pompage, volume des bassins et charge des centrales.
- Une dernière partie de représentation graphique des résultats.

Dans ce programme, un soin tout particulier a été donné à l'interface homme-machine, de manière à faciliter au maximum les tâches de l'exploitant quant à l'introduction des données.

L'avantage principal lorsqu'une telle adaptation est réalisée sur PC réside dans l'autonomie parfaite du système. Une remarque peut être faite concernant le temps d'exécution du programme sur ce type de machine qui est d'environ une vingtaine de minutes; ce temps est tout à fait acceptable pour ce genre d'optimisation hebdomadaire. A noter que si l'on avait utilisé le PC IBM type AT, ce temps d'exécution aurait diminué d'un facteur quatre.

De plus, pour une entreprise s'occupant d'un tel complexe hydroélectrique, l'achat d'un ordinateur de ce type constitue un investissement d'une importance nettement inférieure aux bénéfices escomptés par l'amélioration possible de l'exploitation.

7. Analyse des résultats

L'étude de différentes périodes d'exploitation va permettre d'évaluer les performances du modèle développé. Il est évident qu'il existe un grand nombre de scénarios possibles; l'analyse se limitera donc à quelques cas intéressants.

Les données hydrologiques, ainsi que les données relatives au volume initial et final du barrage de Moiry pour une semaine considérée, ont été tirées des statistiques d'exploitation.

7.1 Cas général

Le cas général dont les résultats seront présentés ci-après correspond à une optimisation pour une semaine d'octobre, durant laquelle tous les groupes de l'aménagement seront en état de fonctionnement. Les résultats obtenus, c'est-à-dire l'évolution du volume du barrage (pour contrôle) et des trois bassins, ainsi que la charge des

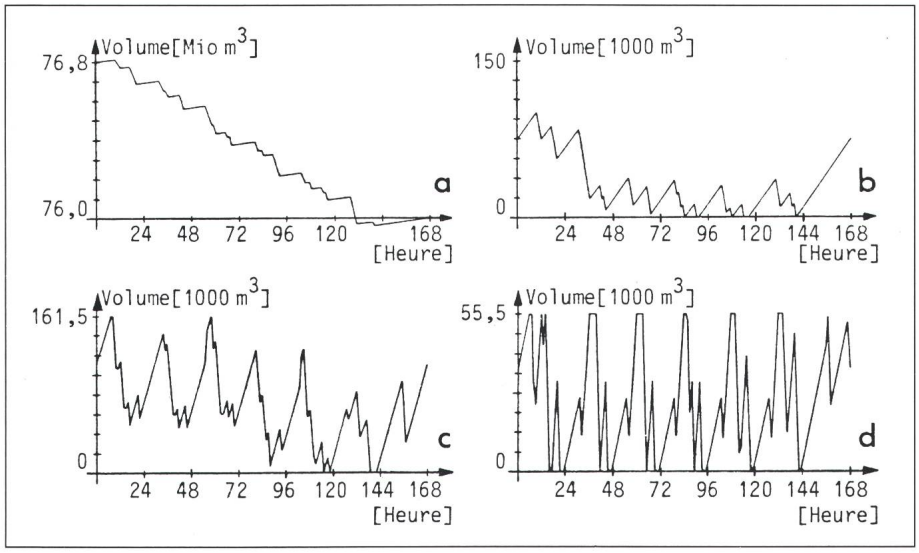


Fig. 6 Variations hebdomadaires: semaine d'octobre
Du lundi 00.00 h au dimanche 24.00 h

a Volume du barrage de Moiry
b Volume du bassin de Tourtemagne
c Volume du bassin de Motec
d Volume du bassin de Vissoie

trois centrales, ont été représentés aux figures 6 et 7.

Comme on pouvait s'y attendre, une bonne périodicité existe pour les jours ouvrables, puisque leur découpage tarifaire est identique. L'analyse des courbes illustrant les variations de charge des centrales le démontre. Tous ces résultats semblent cohérents et peuvent recevoir une interprétation intuitive. Ils s'apparentent également assez bien avec l'exploitation réelle actuelle.

Si l'on n'examine que les intervalles de temps correspondant aux heures de pointe supérieure (selon fig. 5), on constate que les différentes centrales fonctionnent au maximum de leur puissance. Pendant les heures de pointe, on constate que les centrales de Motec et Vissoie ne sont pas contraintes de fonctionner à puissance maximum. On voit également pour ces deux centrales des variations de régime qui peuvent paraître étonnantes. On peut comprendre ces variations par le fait que les bassins en aval de ces deux centrales sont des bassins de compensation. Il faut donc leur donner le temps de se vider un peu de temps en temps, surtout que la conduite Vissoie–Navisence, d'un débit inférieur à celui des autres paliers, ne permet pas d'évacuer l'eau du bassin de Vissoie aussi rapidement. Pour la centrale de la Navisence qui n'a pas de contrainte en aval, on constate une excellente périodicité et un fonctionnement à pleine puissance pour les heures moyennes, de pointe et de pointe supérieure.

7.2 Cas aléatoires

Différents scénarios ont également été examinés pour mettre en évidence les cas d'exploitation faisant intervenir l'aspect aléatoire du système.

– C'est ainsi qu'en démarrant l'exploitation le mercredi, on constate que l'évolution du barrage de Moiry ne fait que se décaler de deux jours tout en fournissant exactement le même coût d'exploitation pour les mêmes données hydrologiques de base. En connaissant l'évolution du volume du barrage de Moiry jour par jour, il est dès lors possible de redémarrer l'optimisation n'importe quel jour de la semaine, sans que le coût optimal ne s'en ressente.

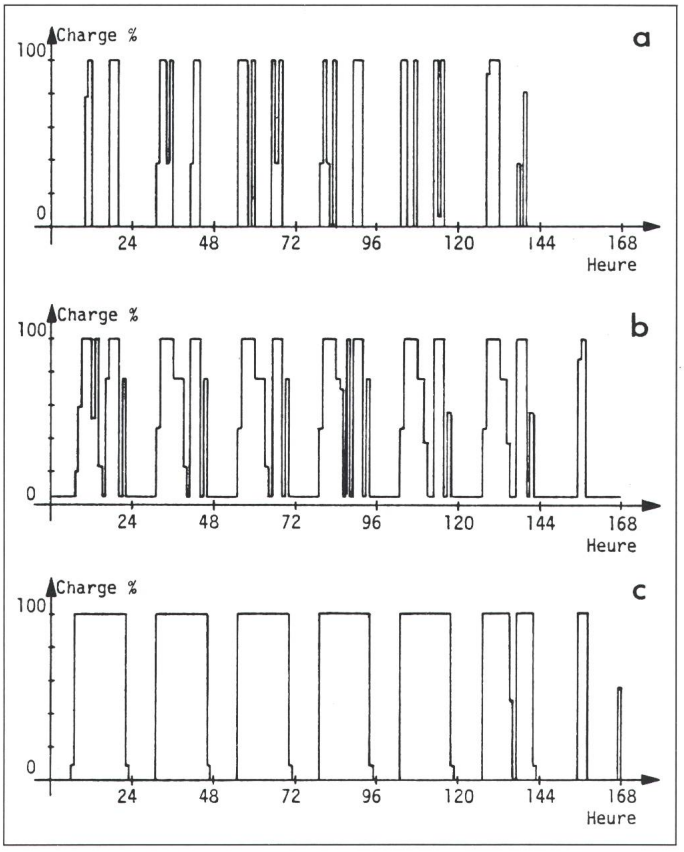
– Deux autres cas ont également été comparés au cas général: le premier en modifiant les apports, le second en introduisant l'indisponibilité de certains groupes pendant une durée déterminée. Dans le cas de la modification des apports, on a communiqué au programme que ceux-ci seraient supérieurs de 50% par rapport à la valeur moyenne introduite, ceci pour le lundi et le mardi. Pour l'introduction de l'indisponibilité de certains groupes, on a signalé au programme que les groupes 1 et 3 à la centrale de Motec étaient hors service pour la durée du lundi et du mardi.

Au niveau des résultats enregistrés, on constate que pour le cas de la modification des apports, le produit de vente a augmenté de 9% par rapport au cas général, ce qui était à prévoir vu l'apport d'eau supplémentaire.

Dans le cas de l'indisponibilité des

Fig. 7
Variations hebdomadaires: semaine d'octobre

a Charge de la centrale de Motec
b Charge de la centrale de Vissoie
c Charge de la centrale de la Navisence



groupes pendant deux jours, la production des trois centrales s'en ressentira également. On constate toutefois qu'une telle indisponibilité n'engendre pas une modification très importante au niveau du coût total. La diminution ressentie est de l'ordre de 0,2%. Ceci se constate et s'explique sur l'évolution du volume du barrage de Moiry. Puisque les groupes en question ne sont pas disponibles le lundi et le mardi, l'eau sera donc stockée dans le barrage pendant ces deux jours pour être turbinée de manière optimale les jours suivants.

L'analyse de ces quelques scénarios fait ressortir de manière évidente l'importance de pouvoir prendre en compte la nature aléatoire du comportement d'un tel système. Une modélisation plus poussée pourrait être envisagée, de manière à pouvoir modifier certaines valeurs heure par heure et non plus jour par jour. Si la détermination de l'indisponibilité des groupes heure par heure est relativement aisée, il n'en est pas de même pour les valeurs des apports dans les différents points du complexe.

L'estimation de la variation de ces apports en fonction des conditions météorologiques n'est pas chose facile.

7.3 Cas estival

Le modèle développé ne reflète pas rigoureusement l'exploitation estivale de l'aménagement. En effet, cette modélisation ne tient pas compte de l'utilisation de la pompe siphon située à Motec qui, en été, sert à faire transiter l'eau du bassin de Tourtemagne dans le barrage de Moiry. Cette pompe n'étant pas utilisée en hiver, c'est-à-dire pendant les mois d'octobre à avril, l'hypothèse de la négliger n'influençait pas les résultats obtenus lors de l'optimisation de la semaine d'octobre. Par contre en été, cette pompe est beaucoup utilisée et notre modèle, qui n'en tient pas compte, ne peut dès lors satisfaire les contraintes imposées sur le volume final à atteindre en fin de semaine au barrage de Moiry.

Dans le cas d'une gestion estivale, il faudrait donc étudier une modélisation mieux adaptée et remaniée relativement profondément de la centrale de Motec, afin d'en simuler le comportement de manière plus rigoureuse.

8. Conclusions

Dans le cas hivernal et compte tenu des hypothèses faites, est-ce que le modèle donne une image précise de la réalité? Pour répondre à cette question, il faudrait comparer les plans d'exploitation des centrales déterminés par une gestion classique et par une gestion informatique. Une exploitation des deux systèmes en parallèle serait la meilleure comparaison possible et permettrait alors de déterminer avec précision le gain réalisé par l'emploi d'un tel programme de gestion. Une étude antérieure a montré qu'un gain d'au moins 1% est obtenu. Ce gain, que l'on peut considérer comme une valeur de base, suffit à justifier l'implantation d'une telle gestion dans la réalité.

L'avantage principal de ce programme d'optimisation réside dans le fait qu'il tourne sur un PC et qu'un tel équipement informatique ne représente pas un investissement trop important pour une entreprise gérant un tel complexe hydroélectrique. Il faut souligner également l'intérêt didactique de ce genre de modèle et de matériel pour la formation du personnel d'exploitation et celle des étudiants.

La méthode utilisée, celle des flots dans les graphes, a nécessité d'élaborer un modèle de l'installation et de poser certaines hypothèses. Pour les raisons exposées plus haut, les performances obtenues pour la période estivale ne correspondent pas au fonctionnement réel. Pour une gestion annuelle, il faudra élaborer une modélisation plus poussée, indispensable du point de vue de l'exploitant, dont les problèmes délicats se présentent précisément en été.

Pour le cas hivernal par contre, il y a lieu d'être optimiste car les plans de gestion obtenus sont proches des plans réels et tout laisse à croire que ces planifications sont valables. La confrontation du modèle informatique avec la réalité devrait en apporter la confirmation. Ce modèle constitue donc un pas supplémentaire indéniable dans la réalisation d'un antil utilisable dans la pratique par l'exploitant.

Bibliographie

[1] *D. Sjelvgren* and *T. S. Dillon:* Seasonal planning of a hydro-thermal system based on the network flow concept. In: Proceedings of the seventh power systems computation conference (PSCC), Lausanne, 12...17 July, 1981; 1191...1199.

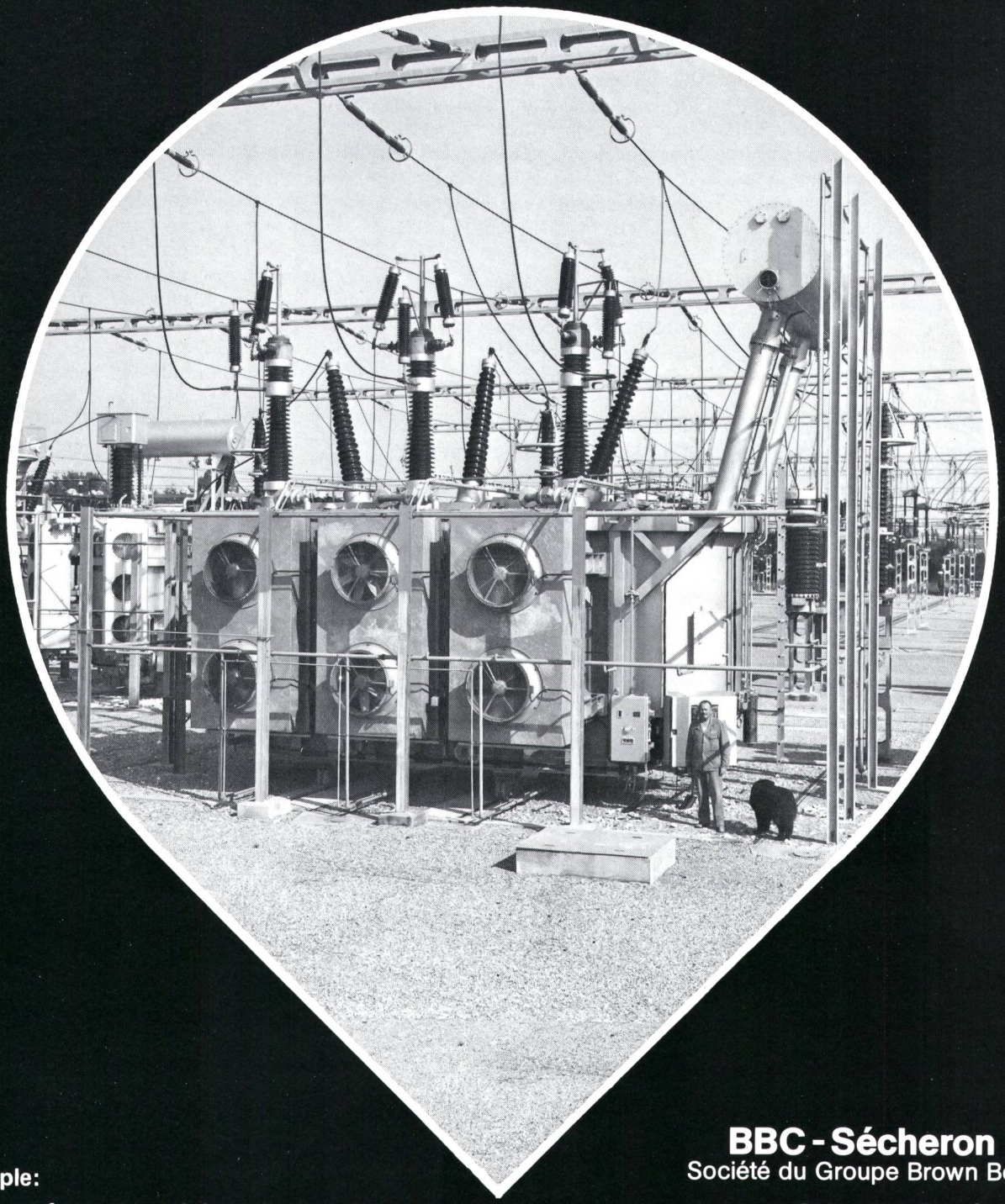
[2] *H. Habibollahzadeh* a.o.: Optimization of hydroelectric power system operation. In: Analytic techniques for energy planning. Proceedings of the first symposium. Amsterdam/New York/Oxford, Elsevier Publishing Company (North-Holland) 1984; p. 109...119.

[3] *A. Chautems, P.-A. Chamorel* et *A. Germond:* Simulation de l'exploitation annuelle et multiannuelle d'un système de production d'énergie électrique. Bull. ASE/UCS 74(1983)3, p. 103...108.

[4] *J.-L. Savary:* Gestion énergétique des lacs d'accumulation. Bull. ASE/UCS 77(1986)9, p. 500...504.

Brown Boveri

construit ***vos transformateurs*** de puissance exactement selon ***vos exigences !***



Exemple:

Autotransformateur triphasé de réglage 250 MVA, 238 ± 11 X 3,1/138 kV, 50 Hz équipant un poste d'interconnexion, en Suisse.

BBC - Sécheron SA
Société du Groupe Brown Boveri

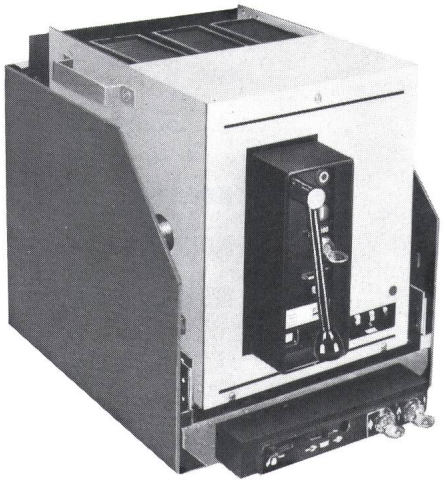
CH - 1211 Genève 21
☎ (022) 39 41 11 - Tx 22 130
et bureaux BBC de
Baden, Bâle Berne, Lausanne et Zürich

BBC
BROWN BOVERI

122 F

GROUPE CGE

Überrunden Sie Ihre Konkurrenz...
...wählen Sie UNELEC!



Pubaco Biel-Bienne

Kompakt-Leistungsschalter
100—1250 A

Offene Leistungsschalter
800—6400 A

Neu:
Berechnung der
Niederspannungsverteilung
mit Mikro-Computer

GROUPE CGE
CGE ALSTHOM (SUISSE) SA
Weingartenstrasse 7
8803 Rüschlikon
Tel. 01 / 724 00 66
Telex 58 360 cge ch

Solch ein Potential sollten Sie nutzen.

TRANSFORMATOREN TRANELA AG

*Wir **produzieren** auf unsern selbstentwickelten Wickelmaschinen — die weltweit auch bei andern führenden Transformatorherstellern im Einsatz sind —*

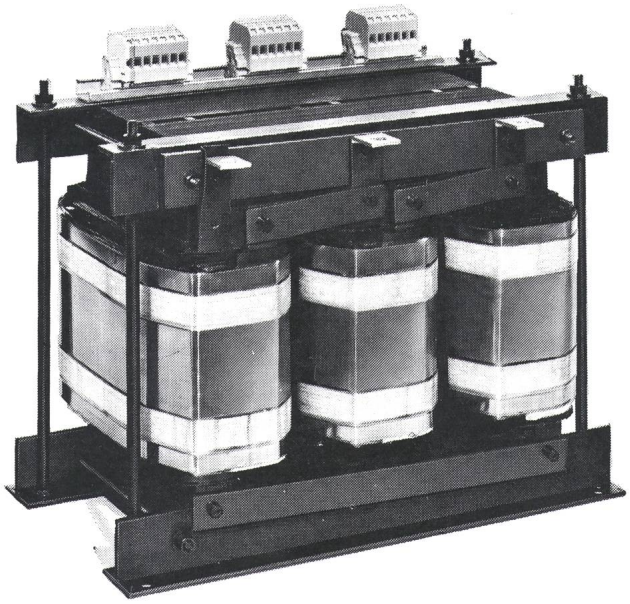
günstiger dank modernster Bandwickeltechnik

*Wir **optimieren** unsere Geräte computergestützt mit eigenen Programmen*

*Wir **fabrizieren** Kupfer- und Aluminiumband-Wicklungen.*

luft- und wassergekühlt.

Transformatoren von 3 bis 1000 kVA
Drosselspulen



TRANELA AG Wiesenstr. 27 8952 Schlieren Tel. 01 / 730 33 03