

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 31 (1940)
Heft: 17

Artikel: L'exploitation rationnelle de nos usines hydroélectriques
Autor: Kleiner, A.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1058013>

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: 20.02.2026

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

ASSOCIATION SUISSE DES ÉLECTRICIENS

BULLETIN

RÉDACTION:

Secrétariat général de l'Association Suisse des Electriciens et de l'Union des Centrales Suisses d'électricité, Zurich 8

ADMINISTRATION:

Zurich, Stauffacherquai 36 • Téléphone 5 1742
Chèques postaux VIII 8481

Reproduction interdite sans l'assentiment de la rédaction et sans indication des sources

XXXI^e Année

N° 17

Vendredi, 23 Août 1940

L'exploitation rationnelle de nos usines hydroélectriques.

Par le Secrétariat général de l'ASE et de l'UCS, Zurich (A. Kleiner).

621.311.2.004

L'auteur montre, à l'aide de quelques exemples, quelle influence le mode de mise en service, en fonction du diagramme journalier, des groupes de machines, des transformateurs et des lignes de transport exerce sur le rendement global des installations de production et de distribution.

An Hand einiger Beispiele wird gezeigt, wie sich bei den zu erwartenden Tages-Leistungsdiagrammen Wirkungsgrade und Verluste von Maschinengruppen, Transformatoren und Uebertragungsnetzen auswirken und, in Anbetracht der zu erwartenden Energieknappheit, wird die Forderung peinlich genauer und rationeller Betriebsführung gestellt.

(Traduction.)

Au cours de l'hiver qui s'approche et même dès ces prochains mois, toutes les sources d'énergie dont nous disposons devront de plus en plus être mises à contribution, du fait de la pénurie d'énergie qui se fera certainement sentir. Il sera donc nécessaire d'utiliser également notre houille blanche de la façon la plus rationnelle possible. Les chefs d'exploitation devront s'efforcer qu'aucune parcelle de nos précieuses forces hydrauliques ne s'écoule inutilement et tirer le maximum d'effet des sources d'énergie aménagées. Il va de soi qu'ils ont toujours apporté à leur tâche le plus grand soin et la plus grande compétence et cherché à obtenir de leurs installations le maximum d'énergie. Nous estimons cependant qu'il n'est pas superflu, en ce moment, d'attirer leur attention, par des exemples, sur quelques importantes possibilités d'accroître sans frais supplémentaires la production d'énergie, en améliorant encore le rendement de la production et de la transmission d'énergie par une conduite extrêmement judicieuse de l'exploitation et de gagner ainsi quelques pourcents, ce qui n'est nullement négligeable à une époque de grande pénurie.

Parmi les points essentiels, nous considérerons les quatre suivants:

1^o Influence des courbes de rendement et de la grandeur des groupes générateurs à mettre en service pour satisfaire aux besoins de la charge journalière.

2^o Influence des machines tournant à vide.

3^o Influence de la puissance des transformateurs en service.

4^o Influence du facteur de puissance $\cos \varphi$ des puissances et des quantités d'énergie à transporter.

1^o Le rendement, la grandeur et le mode de mise en service des groupes générateurs.

Pour déterminer l'influence des courbes de rendement et du mode de mise en service des ma-

chines destinées à répondre aux besoins de la charge indiqués par le diagramme journalier, nous avons relevé quelques cas-types parmi les innombrables cas qui peuvent se présenter. Cette étude ne prétend pas, bien entendu, à être complète, car nous n'avons cherché qu'à obtenir quelques indications générales sur l'influence des différents facteurs. Cette influence n'étant pas négligeable, il vaut la peine de s'en occuper.

Nous nous sommes basés sur un diagramme journalier simplifié (fig. 1), qui représente en quelque sorte un diagramme de charge pour un jour d'hiver pour l'ensemble de la consommation d'énergie en Suisse. Les courbes du rendement aux bornes des alternateurs de 3 groupes génératrices ont été obtenues lors d'essais de réception (fig. 2).

Le type de machine A est celui qui correspond à un groupe comportant une turbine Francis d'ancienne construction, dont le rendement est excellent, mais présente une allure quelque peu défavorable aux charges partielles.

Le type de machine B est celui qui correspond à une installation plus récente, à rendements plus élevés, par exemple un groupe comportant une turbine Francis pour haute chute.

Le type de machine C est celui qui correspond à un groupe de construction la plus récente, avec turbine Kaplan, dont le rendement est élevé aux charges partielles et l'allure sensiblement la même que celle d'un groupe à turbine Pelton bien construit.

Nous avons admis que ces trois types de machines peuvent supporter passagèrement une surcharge de 10 à 20% au maximum, comme cela se présente généralement en pratique. La plupart des alternateurs sont en effet capables de supporter de fortes surcharges passagères et la majorité des turbines sont également prévues pour fournir une puissance de 10 à 20% supérieure à la

puissance nominale pour laquelle elles ont été commandées¹⁾.

A l'aide de ces trois types de machines, nous avons essayé de satisfaire de quatre façons différentes au diagramme journalier de la charge.

à la charge de base sont généralement possibles dans la plupart des cas, comme cela se pratique fort souvent, sans pertes notables, à condition que la hauteur de chute ne s'abaisse pas perceptiblement pendant cette durée.

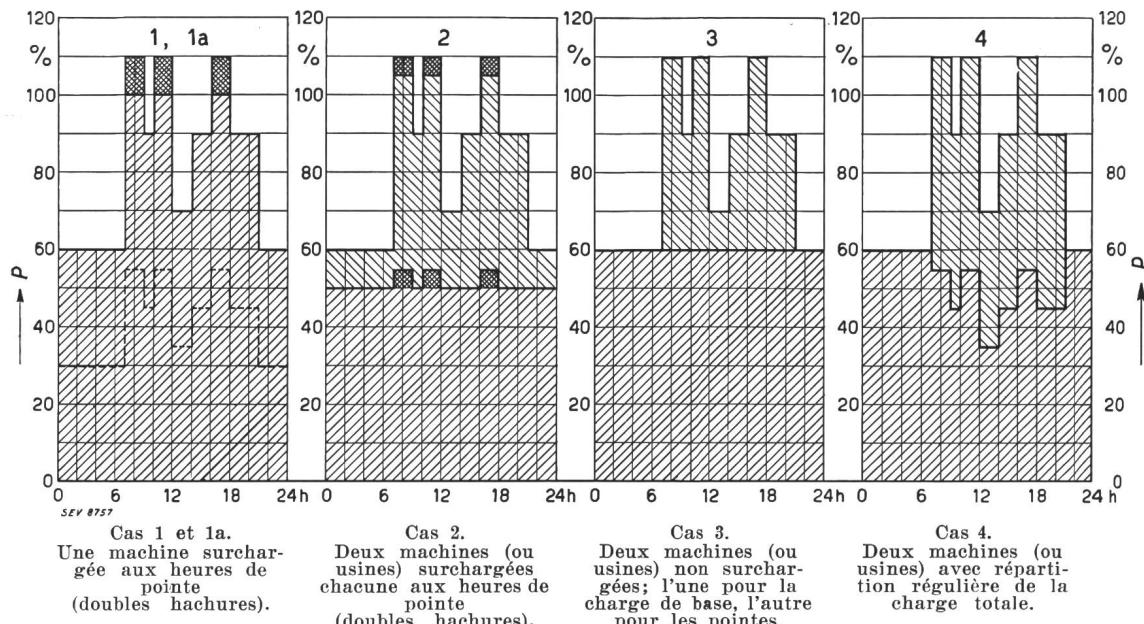


Fig. 1.
Diagrammes journaliers de charge (jour d'hiver).

Le cas 1 se base sur la *supposition* que la charge doit être supportée par une seule machine, ou, ce qui revient au même pour le rendement, par deux ou plusieurs machines entre lesquelles la charge est à chaque instant répartie régulièrement, c'est-à-dire proportionnellement à leurs puissances nominales. Ce cas ne se rencontre pratiquement que dans de petites installations séparées, mais il est intéressant à titre de comparaison.

Nous avons également étudié un cas 1 a, le plus défavorable, où les besoins de la charge sont assurés non pas par une seule machine, mais par 2 machines dont chacune suffirait à elle seule.

Pour le cas 2, nous avons supposé que les besoins de la charge doivent être satisfaits par 2 machines (ou par 2 usines comportant le même genre de machines), dont chacune peut être surchargée de 10 % aux heures de pointe, comme cela se présente assez fréquemment. L'une des machines fournit à pleine charge la charge de base, ainsi qu'une partie des pointes correspondant à sa capacité de surcharge. L'autre machine sert à satisfaire la puissance inconstante. Ce cas correspond assez bien au service conjugué d'une usine au fil d'eau et d'une usine à accumulation, la première machine (l'usine au fil de l'eau) ne suffisant pas complètement à répondre aux besoins de puissance des heures de nuit. Les petites surcharges de brèves durées des machines destinées

Le cas 3 correspond sensiblement au cas 2, avec cette différence toutefois que les puissances des machines utilisées sont plus considérables et dépassent ensemble le 10 % environ de la puissance

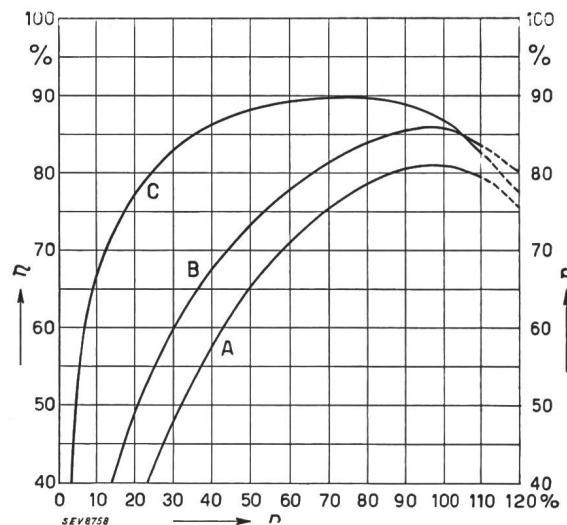


Fig. 2.
Courbes de rendement (η) de groupes générateurs en fonction de la charge P .
A Turbine Francis d'ancien modèle.
B Turbine Francis plus moderne.
C Turbine Kaplan de modèle récent.

de pointe. Ce dimensionnement permet de satisfaire les besoins de la charge fondamentale avec l'une des machines (l'usine au fil de l'eau) et de répartir la charge de pointe sur l'autre machine (l'usine à accumulation).

Enfin, le cas 4 concerne lui aussi l'emploi de 2 machines un peu trop grandes pour les besoins

¹⁾ D'après les Règles suisses pour les machines électriques, aucune garantie n'est fournie quant aux surcharges. Chaque chef d'exploitation sait cependant que les machines et les transformateurs sont capables de supporter des surcharges passagères, surtout lorsque celles-ci ne se présentent pas à la suite d'une pleine charge; il agira donc en conséquence.

de la charge (comme dans le cas 3), mais où la charge totale est toujours répartie régulièrement entre les deux machines, sauf aux heures creuses. Ce cas, qui représente la plus favorable des solutions envisagées, correspond par exemple à la combinaison d'une usine à accumulation à haute chute avec une usine à accumulation journalière à basse chute, qui permet de répartir sans pertes sur d'autres heures les petits excédents d'énergie d'une journée.

Il va de soi que de nombreuses *combinaisons* sont possibles; nous avons donc considéré également les cas où des machines du type A travaillent avec des machines du type C. Comme on devra toujours essayer de le faire en pratique, nous avons utilisé pour les pointes de charge des machines à rendement aussi constant que possible et, pour la charge continue, des machines dont le rendement présente un maximum nettement caractérisé.

En nous basant sur les suppositions précédentes, nous avons alors déterminé les rendements journaliers moyens (équilibrés), qui figurent au tableau I.

Rendements journaliers η_m pour différents types de machines et différentes répartitions de la charge.

Tableau I.

Cas de charge (Fig. 1)	Type A %	Type B %	Type C %
Rendement max. à pleine charge	81,5 81,0	86,0 85,5	90,0 86,5
1	η_m 76,0	η_m 81,4	η_m 87,5
1a	56,7	66,9	85,7
2	69,0	76,5	84,1
3	75,3	81,1	86,5
4	75,9	85,2	88,0
	Combinaison des types A et C %		
2a		81,8	
3a		83,1	

Il résulte de ce tableau que, malgré les différences relativement faibles entre les rendements maxima ou les rendements à pleine charge des divers types, les rendements journaliers varient néanmoins considérablement.

Ainsi, comparé au cas 2 comportant un type de machine A, le cas 4 comportant un type de machine C (le plus favorable) présente une différence de rendements journaliers de 69 à 88%, ce qui signifie qu'avec la même eau (donc la même matière première), il est possible de produire 27% de plus d'énergie dans le cas le plus favorable. Ce pourcentage atteint même 55% si l'on compare le cas 4 (avec type C) et le cas 1a (avec type A)! Il s'agit bien entendu d'un cas extrême et il serait dangereux de vouloir en conclure que la production d'énergie pourrait être accrue de 25% grâce à une meilleure utilisation des machines disponibles. On constate néanmoins de grandes variations pour un même cas (chiffres sur la même ligne) et pour un même genre de machines (chiffres des colonnes verticales). Ces variations doivent inciter les chefs d'exploitation à rechercher et à calculer quel est le meilleur mode de service

dans les conditions données. Nous rappelons que la fourniture totale d'énergie pour la cuisson à l'électricité n'atteint encore actuellement que le 3% environ de l'énergie fournie à des tiers. Nous estimons qu'une rationalisation plus poussée de l'exploitation permettrait de réaliser un accroissement de plus de 3% de la fourniture d'énergie, ce qui représenterait pour le semestre d'hiver quelque 100 millions de kWh, qu'il ne serait certes pas difficile de placer. Il vaut par conséquent la peine d'étudier dans ce sens le problème de l'exploitation rationnelle de nos usines hydroélectriques. Il serait bien entendu fort difficile de donner des directives générales à ce sujet. La comparaison du cas 2 avec le cas 3 montre cependant nettement qu'il est plus rationnel de ne pas chercher à faire constamment fonctionner les machines à pleine charge. Les chefs d'exploitation ont heureusement tendance à conserver autant que possible une certaine puissance en machines en rotation, à titre de réserve, ne fût-ce que pour permettre aux régulateurs de fonctionner correctement.

Comme le montre nettement le cas 1a, cette tendance ne doit toutefois pas être trop poussée. Ce cas est du reste si peu raisonnable, que l'on peut certainement le négliger si l'on se borne à des considérations d'ordre général.

Dans certaines conditions, il sera plus rationnel d'admettre de brèves surcharges pour les machines. Le cas 1, qui semble à première vue défavorable du fait des fortes variations des charges, permet en effet de mieux utiliser l'eau que dans le cas 3, qui paraît être, a priori, plus favorable.

Les deux dernières lignes du tableau montrent qu'une combinaison judicieuse de différents types de machines permet d'obtenir des résultats remarquables. Les rendements qui y sont indiqués sont en effet nettement meilleurs que pour le type A seul dans les cas 2 et 3, voire même que pour le type B seul, qui est pourtant supérieur au type A. Il n'y a, bien entendu, aucune raison de s'occuper tout spécialement du rendement dans le cas des usines au fil de l'eau, tant que le débit du cours d'eau dépasse la capacité d'absorption des turbines, comme cela se produit en été. Dans ce cas, il suffit de chercher à obtenir le maximum de puissance. En revanche, il ne faut pas laisser passer le moment où le débit devient inférieur à la capacité d'absorption, car la question du rendement prend alors une acuité semblable à celle qui est de règle *en permanence* pour les usines à accumulation saisonnière, où chaque mètre cube d'eau emmagasinée trouve ensuite emploi. Nous attirons à ce propos l'attention sur l'appoint d'énergie non négligeable qui résulte, en hiver, du fait que toutes les petites et très petites usines au fil de l'eau couplées en parallèle, soit mécaniquement, soit électriquement, avec les grands réseaux, restent à pleine charge en dehors des heures de service normales et fournissent ainsi leur énergie sur le réseau. On est obligé d'accepter les désavantages qui peuvent en particulier en résulter du fait que les moteurs asynchrones fonctionnent alors comme générateurs de puissance réactive.

Cette étude prouve du moins que les chefs d'exploitation doivent connaître aussi parfaitement que possible les caractéristiques de leurs machines et le diagramme journalier à satisfaire, lorsqu'il prennent leurs dispositions. Si ces caractéristiques ne leur sont pas connues ou ne le sont qu'insuffisamment, il sera urgent de les déterminer au cours de ces prochaines semaines par des mesures de rendement, afin d'avoir la conscience tranquille durant la période de pénurie d'énergie qui va bientôt commencer. La Station d'essai des matériaux de l'ASE dispose d'ailleurs d'un personnel exercé et d'instruments qui permettent d'exécuter d'une façon parfaite les mesures électriques. Il faudra donc réfléchir à ces problèmes, procéder à des essais et faire des calculs, mais ces travaux supplémentaires ne seront pas superflus, car — nous le répétons — chaque kilowattheure d'énergie ainsi récupérée représente une contribution importante à notre économie nationale. N'oublions pas, en outre, que ces améliorations du rendement n'ont pas seulement une heureuse influence sur la quantité d'énergie, mais aussi sur les puissances disponibles, les machines installées devenant capables de satisfaire à une charge accrue.

2^o L'influence des machines tournant à vide.

Cette influence sur le rendement d'une fourniture d'énergie semble être, à première vue, très considérable et il est parfaitement correct de s'opposer énergiquement à la tendance de laisser tourner à vide autant de machines que possible, dans le but d'obtenir une sécurité plus élevée. Les turbines Pelton et les turbines Francis bien construites n'absorbent, à vide, que le 10 % du débit à pleine charge, ce qui n'est évidemment pas beaucoup. Mais, dans le cas des usines à très basse chute et des turbines Kaplan (par ailleurs excellentes), le débit à vide peut atteindre et même dépasser le 25 % du débit à pleine charge. Supposons par exemple que, dans le cas ci-dessus, une machine tourne à vide durant 2 heures par jour. Pour une machine du type A, cela représente une diminution de rendement de 0,5 % et, pour une machine du type C, une diminution qui atteint déjà 1,2 %. Il est cependant fort peu probable qu'un chef d'exploitation consciencieux laisse actuellement tourner à vide des machines pendant 2 heures! Cette influence n'a donc pas une aussi grande importance qu'à première vue. Chaque gain de rendement, si minime soit-il, étant précieux, il faudra néanmoins s'efforcer de n'enclencher d'autres machines que lorsque cela devient vraiment nécessaire et de les charger immédiatement dès qu'elles sont enclenchées, puis de répartir la charge entre les machines en service.

3^o La puissance des transformateurs utilisés.

Alors que, dans les usines, on s'attache généralement à utiliser aussi rationnellement que possible la puissance disponible des machines, il n'en va peut-être pas dans la même mesure pour la puissance des transformateurs, car on se dit que son influence ne peut pas être très grande, puisque le

rendement des transformateurs dépasse souvent 99 %. Les calculs ont en effet montré qu'avec des transformateurs dont le rendement atteint 98 % à pleine charge, les écarts entre les rendements journaliers ne sont au maximum que de 0,2 % dans les cas examinés, lorsque l'on assure les besoins journaliers avec une puissance des transformateurs du double de celle qui correspond au maximum de la charge. Par contre, l'influence des transformateurs est beaucoup plus nette du côté du réseau de distribution. Du fait de la répartition fortement décentralisée des transformateurs de distribution, on est obligé de fixer leur puissance nominale à une valeur très sensiblement supérieure à la puissance maximum nécessaire pour répondre aux pointes. Bien entendu, personne ne songe plus actuellement à installer des transformateurs dont la puissance totale soit égale à celle des consommateurs raccordés, car il faut tenir compte du fait que les charges ne se présentent pas toutes en même temps et que de fortes variations de la charge se produisent selon les heures de la journée, les jours de la semaine et les saisons. Il est donc nécessaire de laisser enclenchée une bien plus grande puissance de transformateurs que celle qui correspondrait au rendement optimum. Souvent, par exemple de nuit, des transformateurs devenus superflus ne sont pas déclenchés, afin de simplifier le service. En outre, on craint souvent (à tort d'ailleurs) une surchauffe des transformateurs, lorsque ceux-ci sont surchargés pendant quelques heures de 10 à 20 % de la charge normale, bien qu'ils puissent se refroidir par la suite.

Les considérations suivantes donnent quelques indications au sujet de cette influence.

Quand le courant à vide du transformateur n'atteint que le 10 % du courant à pleine charge, le $\cos \varphi$ de l'endroit de production est inférieur à celui de l'endroit de consommation, du fait des transformateurs. Lorsque la puissance du transformateur correspond à celle du consommateur, on obtient

$$\begin{aligned} \text{pour } \cos \varphi_1 \text{ du consommateur} &= 1 \\ \cos \varphi_2 &= 0,995 \text{ au générateur,} \\ \text{et pour } \cos \varphi_1 \text{ du consommateur} &= 0,7 \\ \cos \varphi_2 &= 0,68 \text{ au générateur.} \end{aligned}$$

Cette réduction est donc peu importante. Les conditions sont toutefois plus défavorables lorsque la même énergie ou la même puissance doit être transmise par des transformateurs d'une capacité quatre fois supérieure. Le $\cos \varphi$ du générateur passe dans ce cas de 1 à 0,93 et de 0,7 à 0,58. Les pertes augmentant avec le carré de la réduction du $\cos \varphi$, le choix de la puissance du transformateur n'est plus négligeable, sans compter la question du réglage de la tension. Ramené à notre diagramme journalier, on obtient par exemple, lorsque la puissance du transformateur est 4 fois supérieure, pour un $\cos \varphi$ de 0,7 au consommateur et une perte dans la ligne de 5 %, une augmentation des pertes de 2,0 à 5,1 %, c'est-à-dire une valeur qui finit par avoir une certaine importance. Il faut par conséquent chercher à ce que les énergies et les puissances puissent être transmises avec un minimum de transformateurs aux points de distribution. Cette

exigence n'est point nouvelle, mais elle ne peut que rarement être considérée. Cependant, lorsque cela est possible, on devrait toujours déclencher les transformateurs des réseaux de distribution qui sont superflus aux heures creuses.

4^e L'influence du facteur de puissance $\cos \varphi$.

L'influence du $\cos \varphi$ avec lequel une certaine énergie est produite ou transmise est bien connue. Nous l'avons mentionnée au chapitre 3^e, mais nous aimerais insister sur ce point. Cette influence s'exerce nettement sur le rendement des alternateurs, comme sur celui des transformateurs et des lignes. Comme nous l'avons dit, les pertes de transmission croissent avec le carré de la réduction du $\cos \varphi$, c'est-à-dire que pour $\cos \varphi = 0,7$ les pertes sont deux fois plus grandes que pour $\cos \varphi = 1$. Il nous paraît superflu de donner des exemples numériques. A lui seul, ce fait doit inciter les chefs d'exploitation à utiliser les possibilités d'amélioration du facteur de puissance. A vrai dire, ces possibilités sont limitées, car le $\cos \varphi$ dépend surtout du consommateur. Les consommateurs présentant un mauvais $\cos \varphi$ dû à des moteurs peuvent et doivent être améliorés par des condensateurs statiques ou en subsistant aux moteurs asynchrones défavorables des moteurs synchrones, qui offrent d'autre part l'avantage d'une vitesse constante. Nous avons déjà mentionné l'amélioration qu'il est possible

de réaliser par une réduction des transformateurs. Une autre possibilité consiste à ne pas augmenter au-dessus de la normale les inductions dans le fer des transformateurs, c'est-à-dire de veiller attentivement à ce que le branchement des lignes primaires se fasse aux prises convenables des transformateurs. La grande puissance capacitive des lignes à très hautes tensions et des câbles réduit maintenant d'un façon appréciable le courant réactif inductif des alternateurs des grandes usines. Dans les réseaux de distribution, le problème des pertes n'est cependant pas résolu de ce fait, de sorte qu'il faut continuer à apporter toute l'attention désirable au facteur de puissance $\cos \varphi$. Il ne devrait plus arriver que, de deux usines en parallèle, l'une fonctionne en surexcitation et l'autre en sous-excitation, car de telles conditions provoquent toujours des pertes additionnelles et sont la preuve d'une exploitation négligente, indmissible à l'heure actuelle.

En résumé, l'utilisation rationnelle et le choix judicieux de la grandeur et de la charge des machines en service permettent de mettre en valeur, sans frais, des quantités d'énergie qui seront particulièrement précieuses cet hiver. Il vaut en outre la peine de vérifier soigneusement les autres dispositifs de l'ensemble des réseaux, afin d'éviter des pertes inutiles et d'accroître la production.

Le dégivrage des lignes.

Considérations pratiques sur divers modes de chauffage.

Par A. Maret, Baden.

621.315.175

L'auteur indique d'abord, à l'aide d'un exemple, le mode de détermination de la puissance et de la durée de réchauffage d'une ligne givrée et trouve qu'un dégivrage rapide exige une puissance passablement plus élevée que celle qui est mise en jeu en service normal. Il passe ensuite en revue les divers modes de dégivrage usités en énumérant brièvement leurs désavantages dont le principal est, la plupart du temps, d'obliger à interrompre l'exploitation. Il suggère une autre méthode permettant de réduire la puissance de chauffe: le chauffage préventif en cours de service. Le genre de courant qui conviendrait le mieux serait, comme l'a préconisé en son temps M. B. Jobin, le courant continu, la tension de chauffe ne dépendant que de la résistance de la ligne et non de sa réactance. L'auteur signale un couplage proposé par M. Jobin, permettant de faire circuler du courant continu à travers les transformateurs de service. Il propose également un couplage un peu plus simple pour ce même but. Il suggère de même l'emploi de deux bobines permettant de raccorder la source de courant continu en n'importe quel point d'une ligne aux deux extrémités du tronçon sujet au givre; il indique une formule servant à déterminer la puissance de ces bobines dont l'une est parcourue par une superposition de courant continu et de courant alternatif. Il établit ensuite un tableau comparatif des puissances des divers appareils de chauffage entrant en compte; une formule approchée donne la puissance de chacun d'eux. Enfin, il examine l'application de divers modes de dégivrage et de chauffage préventif à un réseau de distribution ramifié à 11 kV, puis à un réseau d'interconnexion bouclé à 20 kV et enfin à un réseau de transport de force à 130 kV.

Il arrive à la conclusion que, si le dégivrage par mise en court-circuit ou circulation de courant est indiqué pour les lignes doubles, le chauffage préventif par courant continu, par contre, utilisant soit les transformateurs de service, soit des bobines de raccordement, est, au point de vue coût, tout à fait applicable aux lignes simples et permet seul soit d'opérer dans des conditions atmosphériques déterminées et relativement favorables, soit de ne pas interrompre l'exploitation, condition qui tend à devenir essentielle.

Anhand eines Beispiels wird eine Methode der Bestimmung von Leistung und Heizdauer beim Heizen einer rauhreifabhängigen Freileitung angegeben. Ein rasches Abheizen des Rauhreifes verlangt eine wesentlich grössere Leistung als die, welche im normalen Betrieb übertragen wird. Die verschiedenen Abheizmethoden werden berührt; der wichtigste Nachteil der meisten ist, dass während der Heizung der Betrieb unterbrochen werden muss. Es wird auf eine andere Methode hingewiesen, die der vorsorglichen Heizung während des Betriebes. Hierzu eignet sich, entsprechend dem Vorschlag von B. Jobin, am besten der Gleichstrom, da die Heizspannung nur vom Leitungswiderstand, nicht von der Reaktanz abhängt. Es wird auch auf eine Schaltung von B. Jobin hingewiesen, nach der der Gleichstrom durch in Betrieb stehende Transformatoren zirkuliert. Eine etwas einfachere Schaltung wird für den gleichen Zweck vorgeschlagen. Ferner wird die Anwendung von zwei Drosselpulen vorgeschlagen, die erlauben, die Gleichstromquelle an irgendeiner Stelle einer Leitung zwischen den Enden des rauhreifgefährdeten Teilstückes anzuschliessen. Die Leistung der beiden Drosselpulen wird bestimmt; durch die fließt Gleichstrom und Wechselstrom. Es wird ferner eine Tabelle aufgestellt, in der die Leistungen der bei den verschiedenen Methoden zur Heizung nötigen Apparate vergleichbar zusammengestellt sind. Schliesslich wird die Anwendung der verschiedenen Abheizungsmethoden und der vorsorglichen Heizung bei einem Verteilnetz von 11 kV, bei einem Maschennetz von 20 kV und schliesslich bei einer Kraftübertragung von 130 kV untersucht.

Der Autor kommt zur Schlussfolgerung, dass die Abheizung durch Kurzschließen der Leitung oder durch Stromzirkulation für Doppelleitungen angezeigt ist. Dagegen ist die vorsorgliche Heizung bei Verwendung der vorhandenen Transformatoren oder von Anschlusspulen hinsichtlich Kosten auf die einfachen Leitungen durchaus anwendbar, und sie allein erlaubt, den Betrieb aufrechtzuerhalten, ein Vorteil, der zweifellos wichtig ist.