

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 58 (1967)

Heft: 16

Artikel: L'équipement électrique de la centrale de Veytaux

Autor: Vesligaj, F.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916276>

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>

Daraus folgt die subtransiente Querreaktanz:

$$X_d'' = X_{sa} + \frac{X_{hq} X_{sq}}{X_{hq} + X_{sq}} \quad (29)$$

oder bei Vernachlässigung von X_{sq} gegenüber X_{hq} im Nenner des Bruches angenähert:

$$X_d'' \approx X_{sa} + X_{sq} \quad (30)$$

13. Relative Reaktanzen

Die absoluten Werte der Maschinenreaktanzen X in Ω liegen je nach Leistung der Maschine in einem sehr weiten Bereich. Bezieht man jedoch diese Reaktanzen auf die Nennimpedanz der Maschine (Nennspannung je Strang durch Nennstrom), dann liegen die so erhaltenen relativen Reaktanzen x als dimensionslose Größen (oder Prozentwerte) in verhältnismässig engen Grenzen. Mittlere Zahlenwerte sind in Tabelle I eingetragen.

Mittlere Zahlenwerte der relativen Reaktanzen von Synchronmaschinen

Tabelle I

			Turbo- generatoren	Schenkelpol- maschinen		
				mit Dämpfer	ohne Dämpfer	mit Polgitter
1	Synchrone Längsreaktanz	$x_d = x_{hd} + x_{sa}$	1,7	1,0	1,0	1,0
2	Synchrone Querreaktanz	$x_q = x_{hq} + x_{sa}$	1,6	0,6	0,6	0,6
3	Transiente Längsreaktanz	$x_d' \approx x_{sa} + x_{sf}$	0,3	0,3	0,3	0,3
4	Transiente Querreaktanz	$x_q' = x_q$	1,6	0,6	0,6	0,6
5	Subtransiente Längsreaktanz	$x_d'' \approx x_{sa} + x_{sd}$	0,2	0,2	0,3	0,2
6	Subtransiente Querreaktanz	$x_q'' \approx x_{sa} + x_{sq}$	0,2	0,2	0,6	0,6

13.1 Erläuterung der relativen Reaktanzen anhand der magnetischen Leitwerte

Es soll nun gezeigt werden, wie die Reaktanzwerte in Tabelle I mit Hilfe der magnetischen Leitwerte zu erklären sind.

Zu Zeile 1: Turbogeneratoren haben x_d -Werte etwa zwischen 1,0 und 2,5; Mittelwert 1,7. Schenkelpolmaschinen haben x_d -Werte etwa zwischen 0,6 und 1,4; Mittelwert 1,0. Die höheren x_d -Werte der Turbogeneratoren hängen mit der anderen Bauart und der höheren Ausnutzung zusammen. Die vorliegende Aufgabe besteht nicht darin, die Zahlenwerte der Reaktanzen selbst zu berechnen, sondern nur ihre gegen-

seitigen Größenverhältnisse anhand der magnetischen Leitwerte zu erläutern. Dabei dienen die x_d -Werte in Zeile 1 von Tabelle I als Vergleichsgrundlage für die folgenden Reaktanzen.

Zu Zeile 2: Turbogeneratoren mit Volltrommelläufer haben in der Querachse nahezu denselben magnetischen Leitwert wie in der Längsachse. Daher ist $x_{hq} \approx x_{hd}$ und $x_q \approx x_d$. Der kleine Unterschied der Tabellenwerte zwischen $x_d = 1,7$ und $x_q = 1,6$ röhrt daher, dass der Induktor in der Querachse die Erregernuten, in der Längsachse keine Nuten hat. Bei Schenkelpolmaschinen ist dagegen in der Pollücke (Fig. 3) viel mehr Luft als unter dem Pol (Fig. 2); daher ist hier mit deutlicherem Unterschied $\Lambda_{hq} < \Lambda_{hd}$, also $x_{hq} < x_{hd}$ und $x_q < x_d$.

Zu Zeile 3: $x_d' \approx x_{sa} + x_{sf}$ unterscheidet sich von $x_d = x_{hd} + x_{sa}$ durch x_{sf} anstelle x_{hd} . Da $\Lambda_{sf} \ll \Lambda_{hd}$ (Fig. 4), ist auch $x_{sf} \ll x_{hd}$ und daher $x_d' \ll x_d$.

Zu Zeile 4: Nach Gl. (18) ist $x_q' = x_q$. (Fig. 5 hat dieselben magnetischen Flüsse und Leitwerte wie Fig. 3). Daher stehen in der vierten Zeile dieselben Werte wie in der zweiten.

Zu Zeile 5: $x_d'' \approx x_{sa} + x_{sd}$ unterscheidet sich von $x_d' \approx x_{sa} + x_{sf}$ durch x_{sd} anstelle x_{sf} . Da $\Lambda_{sd} < \Lambda_{sf}$ (Fig. 6), ist auch $x_{sd} < x_{sf}$ und daher $x_d'' < x_d'$. Das gilt für alle Maschinentypen mit Ausnahme der Schenkelpolmaschine ohne Dämpfer. Hier ist die subtransiente Reaktanz x_d'' praktisch gleich der transienten Reaktanz x_d' und daher der Wert in der fünften Zeile gleich dem in der dritten Zeile.

Zu Zeile 6: Bei Turbogeneratoren (deren Nutenverschlusskeile wie Dämpferstäbe wirken) und bei Schenkelpolmaschinen mit Dämpfer verläuft der Dämpferquerstreufuss Φ_{sq} nach Fig. 7 quer durch den Pol und hat hier scheinbar einen ganz guten Eisenpfad zur Verfügung. Tatsächlich ist aber wegen der starken Flusseinengung und der Überbrückung der Dämpferrutschslitze (auch bei den nicht eingezeichneten Dämpferstäben) der Leitwert Λ_{sq} nach Fig. 7 kaum ausschlaggebend verschieden von dem Leitwert Λ_{sd} nach Fig. 6. Ausschlaggebend schon deshalb nicht, weil die zugehörigen Dämpferstreureaktanzen x_{sq} und x_{sd} gegenüber der grösseren Ankerstreureaktanz x_{sa} in der Summe eine verhältnismässig geringe Rolle spielen, so dass $x_q'' \approx x_d''$ ist.

Bei Schenkelpolmaschinen ohne Dämpfer und mit Polgitter (kein Dämpfer in der Pollücke) ist die subtransiente Querreaktanz x_q'' annähernd gleich der transienten Querreaktanz x_d' , und da diese wiederum gleich der synchronen Querreaktanz x_q ist, sind für die letztgenannten beiden Maschinentypen die Werte in der sechsten Zeile gleich denen in der vierten und zweiten Zeile.

Adresse des Autors:

Dr. R. Gärtner, Ingenieur der Allgemeinen Elektricitäts-Gesellschaft, Hohenzollerndamm 150, D-1 Berlin 33.

L'équipement électrique de la centrale de Veytaux

Par F. Vesligaj, Lausanne

621.311.21 (494.451)

Der Autor beschreibt den elektrischen Teil des Pumpspeicherwerkes Veytaux der Forces Motrices de l'Hongrin-Léman. Es handelt sich um eine Anlage von 240 MW mit 4 hydraulisch getrennten Maschinengruppen. Bei den Studien wurde grosser Wert auf die Verminderung der Verluste, den schnellen Übergang von einem Betriebszustand zum andern sowie auf die Betriebssicherheit gelegt. Die vollautomatische Steuerung der Anlage ist nach modernsten Prinzipien ausgeführt und durch eine Datenverarbeitungsanlage ergänzt. Am Ende des Artikels sind einige Einzelheiten der Eigenbedarfslage angegeben.

Dans cet article, l'auteur se borne à décrire l'équipement électrique de la centrale de Veytaux des Forces Motrices de l'Hongrin-Léman. Il s'agit en effet d'une installation de 240 MW équipée de 4 groupes ternaires. Les études ont notamment porté l'accent sur la réduction des pertes, sur la possibilité de passer rapidement d'un régime à l'autre et sur la sécurité d'exploitation. On a été conduit à l'adoption d'un automatisme très poussé, de conception moderne, complété par une installation de traitement d'information. L'article se termine sur une description de certaines particularités des services internes de la centrale.

1. Caractéristiques essentielles de la centrale

La centrale hydro-électrique de Veytaux des Forces Motrices de l'Hongrin-Léman S.A. est, dans une grande mesure, destinée à valoriser de l'énergie de déchet, par pompage en heures creuses et turbinage en heures de pointes. Pour refouler 1 m³ d'eau du Lac Léman jusqu'à l'accumulation de l'Hongrin ($H_{\text{man}} = 870 \text{ m}$), compte tenu du rendement global en pompage $\eta_P \approx 0,873$, il faut consommer environ 2,7 kWh d'énergie de nuit ou de fin de semaine, à bon marché. Lors de sa restitution au Léman, sous forme de turbinage, ce même m³ d'eau, sous une chute nette moyenne de 840 m, et un rendement global en turbinage $\eta_T \approx 0,873$, produit environ 2 kWh d'énergie de haute valeur restituée au réseau durant les heures de forte consommation, à tarif élevé.

Malgré ses pertes inévitables atteignant environ 27%, et sans tenir compte des apports naturels de l'Hongrin, ce cycle énergétique (fig. 1) est rentable par suite de la grande différence de prix entre l'énergie de nuit et de fin de semaine d'une part et l'énergie de pointe d'autre part. Les heures de service, compte tenu des heures de turbinage des apports naturels de l'Hongrin, atteignent annuellement près de 7200 h, réparties en pompage et en turbinage, plus environ 800 h en compensateur de phase, ce qui signifie, pour cette installation un degré d'utilisation élevé.

Au stade d'équipement complet, la centrale absorbe en pompage au plus 750 GWh d'énergie excédentaire et en restitue environ 550 GWh sous forme d'énergie de valeur auxquels viennent s'ajouter, en moyenne, les 203 GWh dus aux apports naturels de l'Hongrin, dont 169 GWh d'énergie d'hiver. C'est à la centrale thermique de Vouvry-Chavalon (deux groupes de 150 MW) située à quelques kilomètres de Veytaux seulement, qu'incombe la fourniture de l'énergie servant au pompage, en heures creuses ou de nuit, particularité certainement intéressante pour qui sait qu'une centrale thermique ne doit fonctionner qu'avec un minimum de variations de charge ou d'interruptions de service.

A Veytaux, en première étape, on installe d'abord deux groupes ternaires et, en pleine extension, la centrale en comportera quatre. Le schéma de principe et la disposition d'un groupe sont représentés à la fig. 2. La turbine principale (moyenne: $H_{\text{nette}} = 840 \text{ m}$; $Q_T = 8,14 \text{ m}^3/\text{s}$) est accouplée rigidement à la machine électrique synchrone.

La ligne d'arbre de la pompe, en revanche, comporte une turbine de lancement (env. 5 MW) avec un accouplement à dentures, enclenché automatiquement — à la vitesse nominale — sur la ligne d'arbre turbine-machine électrique synchrone. La pompe d'accumulation principale (moyenne: $H_{\text{man}} = 847,5 \text{ m}$; $Q_P = 6,4 \text{ m}^3/\text{s}$) est alimentée, côté aspiration, par une pompe de mise en charge ($H_{\text{man}} = 22,5 \text{ m}$; $Q_{P'} = 6,4 \text{ m}^3/\text{s}$) entraînée par une turbine Pelton ($H_{\text{nette}} = 870 \text{ m}$; $Q_T' = 0,206 \text{ m}^3/\text{s}$; $n = 491 \text{ tr/min}$).

Par suite du degré d'utilisation élevé de l'installation, une attention toute spéciale a été vouée aux rendements pour les divers régimes à considérer, ainsi qu'à la sécurité de service. De plus, les temps de passage du turbinage à pleine puissance au pompage et inversement sont relativement courts et, d'après les prévisions actuelles, respectivement de 190 s et 140 s afin qu'on puisse s'adapter rapidement aux conditions imposées par le réseau (voir fig. 10).

En particulier, l'intérêt d'un passage rapide du pompage au turbinage à Veytaux n'échappera à personne. Supposons que survienne une perturbation due à la mise hors service intempestive d'une centrale importante alors qu'on se trouve en pompage. Le « dispatching » lance alors immédiatement l'ordre de turbinage, ce qui a d'abord pour effet de soulager le réseau d'une charge de 240 MW pour lui injecter ensuite une puissance équivalente, le secours fourni étant donc proche de 500 MW dans certains cas.

En principe, on peut considérer les trois régime permanents suivants:

- a) Pompage (P);
- b) Turbinage (T);
- c) Marche en compensateur de phase, sur- ou sous-excité (C).

Le passage d'un régime à l'autre est commandé automatiquement et à volonté. Ainsi les changements de régimes à considérer sont les suivants:

- a) Passage du pompage au turbinage ou inversément ($P \rightarrow T$ ou $T \rightarrow P$);
- b) Passage du pompage à la marche en compensateur de phase ou inversement ($P \rightarrow C$ ou $C \rightarrow P$);
- c) Passage du turbinage à la marche en compensateur de phase ou inversement ($T \rightarrow C$ ou $C \rightarrow T$).

Les arrêts et démarriages sont également commandés par des chaînes automatiques. Nous reviendrons d'ailleurs sur ces questions à la fin de cet article.

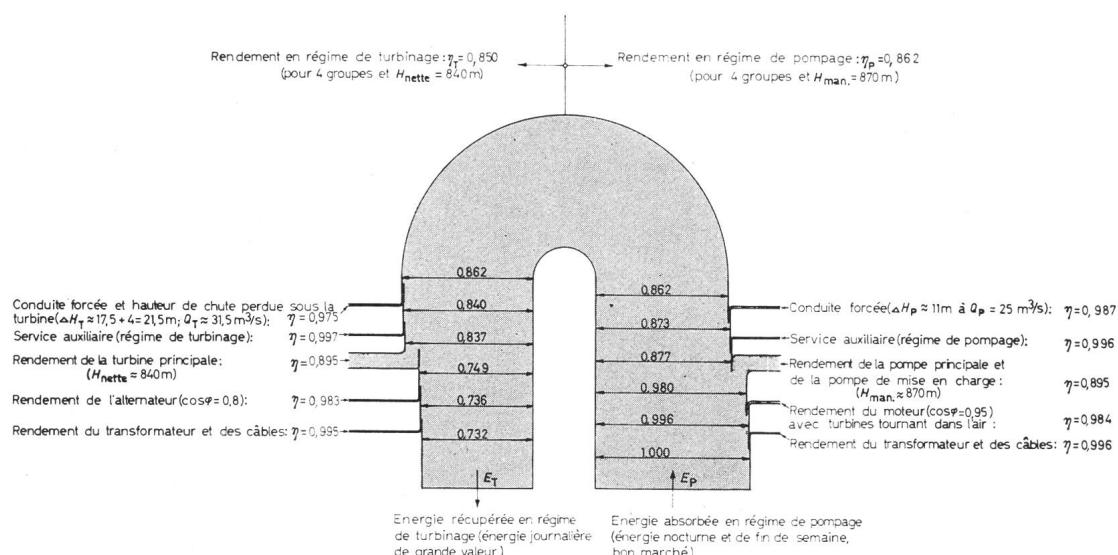


Fig. 1
Rendements partiels et total de l'aménagement

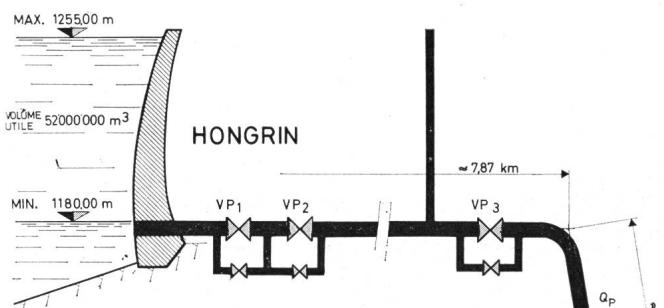
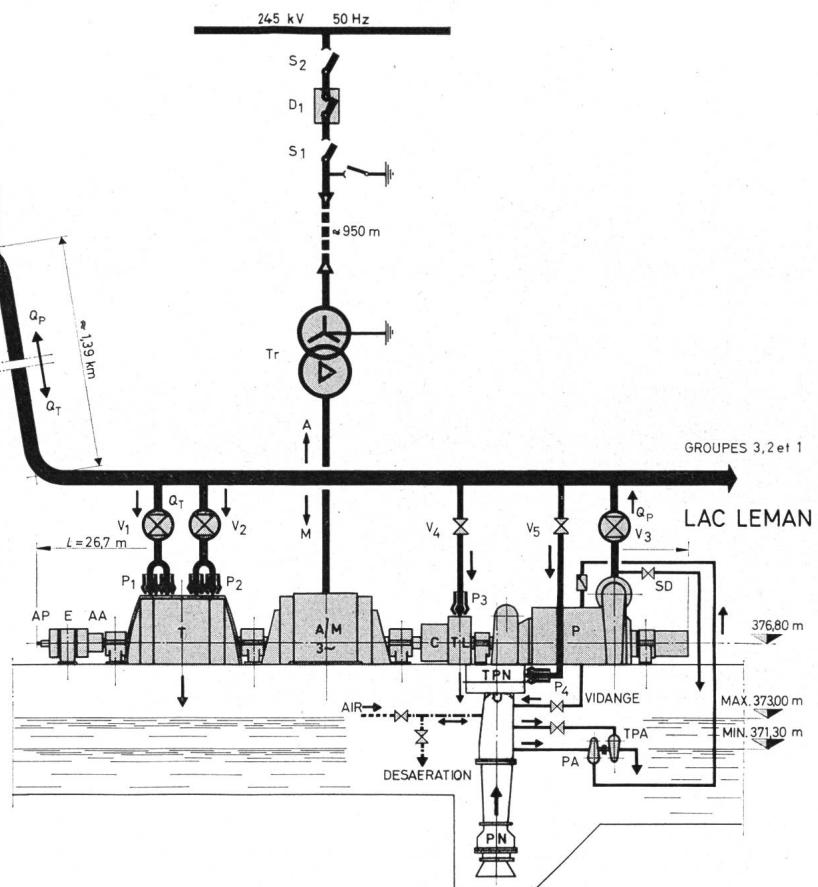


Fig. 2

Schéma de principe de l'aménagement hydro-électrique
 V_4, V_5 vannes-pointeaux; $VP_1 \dots VP_3$ vannes papillons avec by-pass; $V_1 \dots V_3$ vannes sphériques; $P_1 \dots P_4$ pointeaux des turbines; AP alternateur pilote 1ph., 1 kVA, 220 V, 50 Hz; E excitatrice principale, 198 kW, 220 V, 900 A; AA alternateur auxiliaire 3ph., 20 kVA, 220 V, 70 Hz; T turbine principale, 60 MW, $H_{\text{nette}} = 840$ m, $Q_T = 8,14 \text{ m}^3/\text{s}$; A/M alternateur-moteur synchrone, 75 MVA, 9,5 kV, 4560 A, 600 tr/min; C accouplement à denture; TL turbine de lancement, ... 5 MW, $H_{\text{nette}} = 779 \dots 898$ m, $Q_{T''} = 0,76 \dots 0,66 \text{ m}^3/\text{s}$; P pompe principale, 59,02 MW, $H_{\text{man.}} = 847,5$ m, $Q_P = 6,4 \text{ m}^3/\text{s}$; PN pompe de mise en charge, $\approx 1,6$ MW, $H_{\text{man.}} = 22,5$ m; $Q_P' = 6,4 \text{ m}^3/\text{s}$; TBN turbine de la pompe de mise en charge, $\approx 1,6$ MW, $H_{\text{nette}} = 870$ m, $Q_{T'} = 0,206 \text{ m}^3/\text{s}$, 491 tr/min; PA pompe d'arrosage des labyrinthes; TPA turbine de la pompe d'arrosage des labyrinthes; Tr transformateur principal, 75 MVA, $255 \pm 10/9,5$ kV, 170/4560 A, Yd 11; S_1, S_2 sectionneurs tripolaires, 2000 A, 275 kV; D_1 disjoncteur tripolaire, 12 500 MVA, 245 kV; SD soupape de décharge de la pompe principale; Q_P débit d'eau en service pompage; Q_T débit d'eau en service turbinage



2. Machine synchrone

L'alternateur-moteur synchrone comporte un stator en deux pièces constituées par des tôles de 0,5 mm ($V_{10} < 1,35 \text{ W/kg}$). Afin de réduire le plus possible les pertes additionnelles, il est prévu un enroulement à deux couches, à pas raccourci et trous fractionnels, avec une isolation Samicatherm (classe B). La tension nominale aux bornes de cet alternateur-moteur a été laissée au choix du constructeur, puisqu'il s'agit ici d'une installation avec couplage bloc entre la machine électrique et le transformateur. En considération des pertes et du coût de l'isolation, la tension la plus favorable est $U_n = 9,5 \text{ kV} \pm 8\%$. Elle conduit à la meilleure utilisation de

la machine, tant au point de vue magnétique qu'électrique, et ceci pour un minimum de prix.

Le rotor à 10 pôles feuilletés (tôles 2 mm), est pourvu d'un enroulement amortisseur, sans connexions interpolaires. L'enroulement polaire est à une couche et doté d'une isolation de la classe B. L'exécution feuilletée des pôles a pour effet de réduire notablement les pertes additionnelles dans le rotor. Il est dimensionné de façon qu'à la vitesse d'emballage maximum du groupe, soit 1100 tr/min, les sollicitations mécaniques ne dépassent pas les 70% de la limite élastique des métaux constitutifs.

Les caractéristiques principales de la machine synchrone sont les suivantes:

$S_n = 75 \text{ MVA}$; $U_n = 9,5 \pm 8\% \text{ kV}$; $I_n = 4560 \pm 8\% \text{ A}$; $n_n = 600 \text{ tr/min}$ ($n_e = 1100 \text{ tr/min}$); $f = 50 \text{ Hz}$; $J = 87,5 \text{ tm}^2$ (tolérance -10%) soit $PD^2 = 350 \text{ Mpm}^2$ (tolérance -10%).
 $x_d \leq 1,45 \text{ p.u.}$; $x_q \leq 0,85 \text{ p.u.}$; $x'_d I_n \leq 0,28 \text{ p.u.}$; $x'_q U_n = 0,16 \text{ p.u.}$

Puissances en jeu pour les différents régimes de marche:

a) En pompage, la puissance sur l'arbre de la pompe principale varie entre les limites de 57,9 à 60,5 MW pour des hauteurs manométriques de refoulement respectives de 875 à 785 m. Si l'on considère les pertes par ventilation des roues de turbines tournant dans l'air (turbine principale et turbine de lancement), soit environ 175 kW, ainsi que les pertes du moteur, variant de 920 à 950 kW, on constate que les puissances tirées du réseau à $U_n = 9,5 \text{ kV}$ et $\cos \varphi = 0,95$ (surexcité) atteignent 59 à 61,6 MW, respectivement 62,2 à 65 MVA, suivant la hauteur manométrique de refoulement. En moyenne, la charge est de 60 MW, respectivement 63 MVA.

b) En turbinage, la puissance à l'arbre de la turbine varie entre 54 et 63,8 MW pour des chutes nettes allant de 785 à 877 m. En considérant les pertes de l'alternateur qui varient entre 950 et 1000 kW la puissance livrée au réseau est d'environ 53 à 62,8 MW suivant la chute nette disponible. En moyenne, la charge est de 60 MW à $\cos \varphi = 0,8$ (surexcité), soit 75 MVA. Une capacité de surcharge, sans échauffement dangereux, est prévue. Elle est de 4% en permanence ou de 10% durant 15 min.

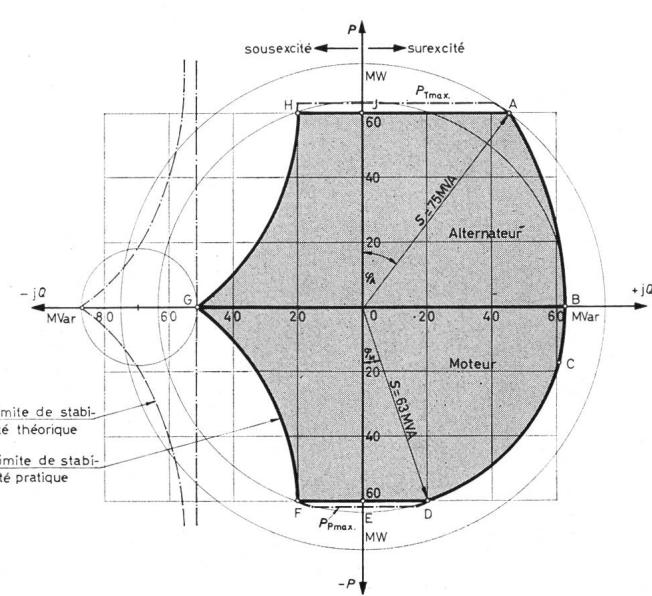


Fig. 3
 Diagramme de puissance de la machine synchrone 75 MVA

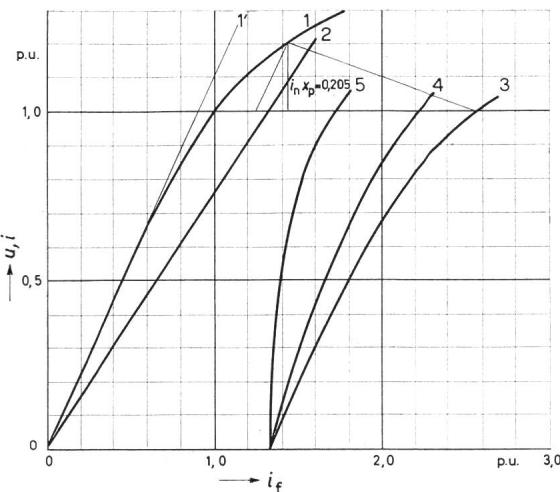


Fig. 4

Caractéristiques électriques de la machine synchrone de 75 MVA

1 courbe à vide $u = f(i_f)$ à vitesse nominale; 1' droite de l'entrefer; 2 courbe en court-circuit permanent triphasé $i = f(i_f)$ à vitesse nominale; 3 courbe en charge réactive pure $u = f(i_f)$ à courant nominal i_n , $\cos \varphi = 0$ (surexcité) et vitesse nominale; 4 courbe en charge $u = f(i_f)$ à courant nominal i_n , $\cos \varphi = 0,8$ (surexcité) et vitesse nominale; 5 courbe en charge $u = f(i_f)$ à courant nominal i_n , $\cos \varphi = 1,0$ et vitesse nominale.

Les valeurs indiquées sont rapportées aux valeurs nominales (per unit = p.u.): pour la tension du stator u : $U_n = 9500 \text{ V} = 1,0 \text{ p.u.}$; pour le courant du stator i : $I_n = 4560 \text{ A} = 1,0 \text{ p.u.}$; pour le courant d'excitation i_f : $I_{f0} = 390 \text{ A} = 1,0 \text{ p.u.}$; pour la vitesse n : $n_n = 600 \text{ tr/min} = 1,0 \text{ p.u.}$

Dans la fig. 3 figurent les diagrammes de puissance respectifs pour différents régimes de marche à la tension nominale.

Le point de fonctionnement A correspond à la marche à puissance nominale en turbinage avec 60 MW et $\cos \varphi = 0,8$ (surexcité), ce qui donne $S_n = 75 \text{ MVA}$. La limite est donnée par l'ouverture de la turbine et les températures admises dans les enroulements du stator et du rotor.

Le point de fonctionnement B correspond à la puissance réactive maximum admise en compensateur de phase, c'est-à-dire 62 Mvar et $\cos \varphi = 0$ (surexcité). Dans ce cas, la limite de puissance est fixée par l'échauffement admissible du rotor.

Le point de fonctionnement C est atteint lors du passage de la marche en compensateur de phase à celle en pompage. La limite de la puissance réactive est conditionnée aussi, dans ce cas, par l'échauffement admissible du rotor.

Le point de fonctionnement D correspond au régime moyen en pompage, soit 60 MW et $\cos \varphi = 0,95$ (surexcité), ce qui donne $S = 63 \text{ MVA}$. La limitation est fixée par la puissance de la pompe et le $\cos \varphi$ désiré.

Le point de fonctionnement E s'obtient en pompage avec 60 MW, mais à $\cos \varphi = 1,0$, c'est-à-dire sans fourniture ni absorption de puissance réactive.

Le point de fonctionnement F s'obtient en pompage à 60 MW et $\cos \varphi = 0,95$ (sous-excité), ce qui donne environ 63 MVA. La limitation est fixée par la puissance de la pompe d'une part et par la limite de stabilité pratique de la machine synchrone en régime sous-excité d'autre part.

Le point de fonctionnement G correspond à la puissance réactive maximum admise en compensateur de phase, soit 52 Mvar à $\cos \varphi = 0$ (sous-excité). Cette puissance réactive est atteinte à excitation nulle et se trouve dans le voisinage de la limite de stabilité pratique.

Le point de fonctionnement H correspond au turbinage à 60 MW et $\cos \varphi = 0,95$ (sous-excité). La limite de puissance est conditionnée par l'ouverture de la turbine et par la limite de stabilité pratique.

Le point de fonctionnement J s'obtient en turbinage à 60 MW et $\cos \varphi = 1,0$; c'est-à-dire sans fourniture ni absorption de puissance réactive.

Les caractéristiques électriques de la machine synchrone en régime stationnaire sont données en valeurs unitaires à la fig. 4. Le schéma de principe électrique unifilaire de l'installation est celui de la fig. 5.

Le régulateur à action rapide, de construction moderne, avec amplificateur magnétique et redresseur sec, agit principalement en régime de turbinage comme régulateur de tension et en régime de pompage comme régulateur de $\cos \varphi$.

En régime de compensateur synchrone, il fonctionne comme régulateur de $\sin \varphi$, autrement dit en régulateur de puissance réactive. La puissance d'excitation nécessaire pour l'excitrice principale est fournie par un alternateur triphasé monté sur l'arbre du groupe (20 kVA; 220 V; 70 Hz), par l'intermédiaire du régulateur à action rapide, qui ajuste convenablement l'état de marche de la machine synchrone principale.

Le système de désexcitation rapide est réalisé de façon que le temps de désexcitation, en marche à vide, de U_n à $0,1 U_n$ soit inférieur à 2 s. Ce résultat est obtenu au moyen d'une résistance dont la valeur est d'environ 2,5 fois celle de l'enroulement rotorique à 75 °C, avec une contre-excitation supplémentaire constituée par un enroulement séparé de l'excitrice principale, à excitation négative. En cas de dérangement, l'excitrice principale peut fournir une tension de plafond de 1,8 U_{en} (U_{en} étant la tension nominale d'excitation correspondant à 75 MVA; $\cos \varphi = 0,8$ (surexcité), et la température de l'enroulement rotorique étant de 75 °C). La rapidité de réponse de l'excitrice correspondante est plus grande que 1,0 s^{-1} .

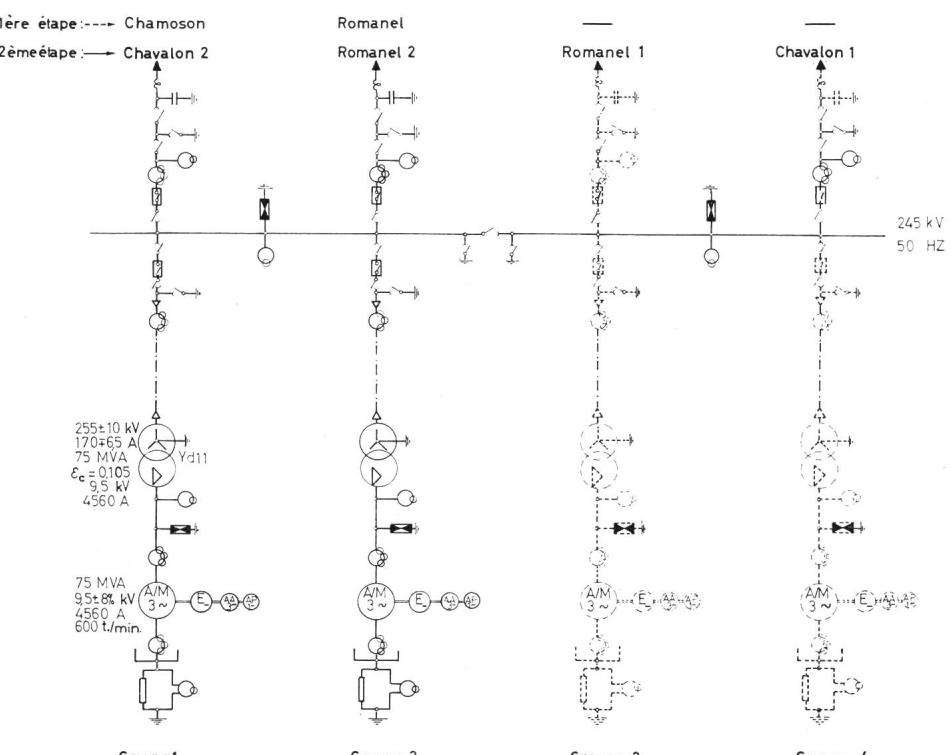


Fig. 5
Schéma unifilaire

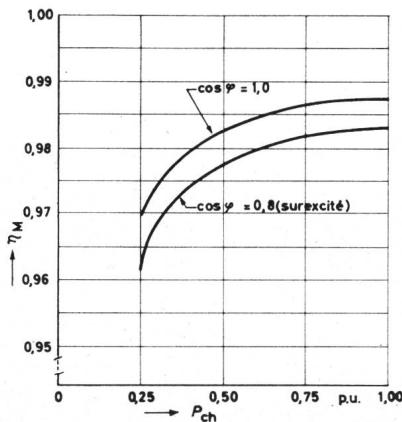


Fig. 6

Rendement de la machine synchrone 75 MVA aux charges partielles et à pleine charge avec $\cos \varphi = 0,8$ (surexcité) et $\cos \varphi = 1,0$
 η_M rendement de la machine synchrone; P_{ch} charge

La réfrigération de la machine synchrone est réalisée d'une manière classique, en système fermé, avec réfrigérants à air de chaque côté et au-dessous de la machine. Le débit d'eau de refroidissement nécessaire atteint environ 28 l/s à pleine charge pour un $\Delta\vartheta = 8,5^\circ\text{C}$. Le débit d'air de réfrigération correspondant est de 38 m³/s pour $\Delta\vartheta = 23^\circ\text{C}$.

Les systèmes de graissage de la machine synchrone sont séparés de ceux des machines hydrauliques. Lors d'un démarrage ou d'un arrêt, l'huile nécessaire au graissage, soit environ 4,2 l/s, est fournie au moyen d'une pompe à engrenages entraînée par un moteur de 11 kW; 380 V; 50 Hz; alimenté par les services internes.

Dès que le régime normal est atteint, cette pompe est automatiquement arrêtée pour être remplacée par une autre, également du type à engrenages, mais entraînée par un moteur asynchrone de 7,5 kW; 220 V; 70 Hz, ce dernier étant alors alimenté directement par l'alternateur auxiliaire de 20 kVA, 70 Hz monté sur l'arbre du groupe.

Etant donné le degré d'utilisation élevé de l'installation, on a attaché une très grande importance à la valeur des pertes de la machine électrique. C'est la raison pour laquelle un dépassement de celles-ci sera pénalisé tandis qu'une réduction sera bonifiée. Par exemple, les pertes garanties en turbinage, à pleine charge et à $\cos \varphi = 0,8$ (surexcité) sont fixées par le constructeur à 1020 kW. A cause des erreurs de mesure, on convient de leur appliquer une tolérance de $\pm 2\%$, c'est-à-dire de ± 20 kW.

Chaque kW en plus de 1040 kW sera pénalisé et chaque kW en dessous de 1000 kW fera l'objet d'une prime. Les conditions de mesure pour la détermination des pertes ont été déterminées d'avance afin d'éviter tout malentendu lors des essais de réception. Toutefois, pénalité ou prime sont limitées à 5 % du prix global de la machine. La fig. 6 indique les rendements de la machine synchrone en fonction de la charge pour $\cos \varphi = 0,8$ (surexcité) et $\cos \varphi = 1,0$.

3. Transformateur triphasé en couplage bloc

Chaque unité possède son propre transformateur à réfrigération extérieure à eau et pompe de circulation d'huile, l'ensemble étant monté sur l'un des côtés de la cavité principale. Côté haute tension, chaque borne est directement connectée à un câble avec boîte d'extrémité. La protection Buchholz est subdivisée en deux, l'une étant affectée à la cuve du transfor-

mateur et l'autre aux boîtes à câbles 255 kV. Les caractéristiques principales du transformateur sont:

$S_n = 75 \text{ MVA}$; $255 \pm 10 \text{ kV}/9,5 \text{ kV}$; $170 \pm 6,5 \text{ A}/4560 \text{ A}$; Yd11;	50 Hz ; $\varepsilon_x = 0,104$; $\varepsilon_R = 0,0031$; $\varepsilon_c = 0,105$ (tol. $\pm 10\%$).
Pertes à vide:	75 kW
Pertes en charge à 75 °C:	232 kW } (tolérance + 2 %)
Chute de tension à $\cos \varphi = 0,8$ (ind.):	0,068 p.u.
Chute de tension à $\cos \varphi = 1,0$:	0,0086 p.u.
Courant à vide:	0,006 p.u.
Echauffement:	selon normes de l'ASE
Echauffement de l'enroulement:	65 °C
Echauffement de l'huile:	55 °C

Le point neutre du transformateur est isolé pour 73 kV environ et, en service, directement mis à la terre. Grâce aux possibilités de réglage de tension, soit $U_n \pm 8\%$ pour la machine synchrone et $U_n \pm 4\%$ pour le transformateur, on peut s'adapter aux conditions du réseau 245 kV dans tous les régimes de marche. On admet que les variations de la tension du réseau peuvent fluctuer entre 240 et 260 kV. La fig. 7 donne le rendement du transformateur à $\cos \varphi = 0,8$ (ind.) et $\cos \varphi = 1,0$ en fonction de la charge.

4. Câbles à gaz à haute tension

Par suite des conditions locales et de la situation des lignes existantes à 245 kV, la station de couplage est située non seulement à environ 950 m de la salle des machines, mais aussi à une cote d'altitude de 270 m supérieure environ. Sur ce trajet se trouve notamment une galerie inclinée à 45° de 190 m de longueur. Dans ces conditions de dénivellation, le choix de câbles à pression interne de gaz, isolés au papier préimprégné sous gaine de plomb, se justifie car un câble à huile aurait été soumis à une pression statique interne fortement variable, atteignant même 24 kp/cm² à son extrémité inférieure.

Chaque câble présente les caractéristiques suivantes:

Tension normale:	220/127 kV
Tension maximum de service:	265/153 kV
Section:	1 × 240 mm ² — Cu
Température maximum admissible du conducteur:	80 °C
Capacité de service, par câble:	0,189 μF/km
Résistance min. de l'isolation par câble:	1000 MΩ · km
Facteur de pertes max. garanti à 127 kV et 20 °C (tg δ):	0,005
Température maximum du conducteur avec 200 A:	47 °C
Pertes diélectriques par câble à 127 kV:	4,3 kW/km

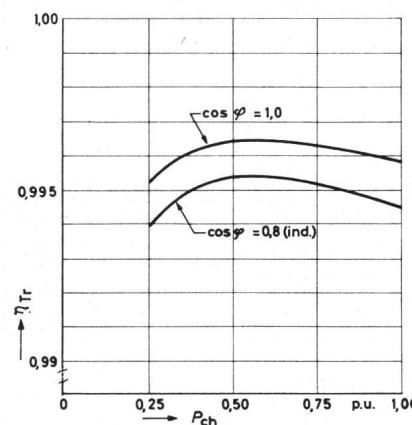


Fig. 7
Rendement du transformateur 75 MVA aux charges partielles et à la pleine charge avec $\cos \varphi = 0,8$ (ind.) et $\cos \varphi = 1,0$
 η_{Tr} rendement du transformateur; P_{ch} charge

Perthes cuivre par câble pour 170 A:	2,3 kW/km
Perthes dans la gaine et l'armature par câble (gaine à la terre) pour 170 A:	1,3 kW/km
Total des perthes par câble pour 170 A:	7,9 kW/km
Pression maximum/minimum en service:	20/15 kp/cm ²
Diamètre extérieur du câble:	92,5 mm
Rayon de courbure:	1,58 m

5. Dispositifs de protection

Le schéma de principe unifilaire des protections est donné par la fig. 8. Indépendamment des protections usuelles (sur-intensité, surcharge, surtension, différentielle, mises à terre du stator et du rotor et charge dissymétrique), la machine synchrone est encore équipée d'un relais capacitif à minimum de réactance. Cette protection intervient dès que la valeur de la réactance descend en dessous d'une certaine limite. Pour une machine synchrone à pôles saillants, on choisit la limite supérieure de son intervention à environ $0,8x_d$ et la limite inférieure à environ $0,5x_d'$. Cette protection intervient, par exemple, en cas de décrochage de la machine, de manque de tension d'excitation, d'autoexcitation et lors de tout dérangement pour lequel la valeur mesurée de ladite réactance est endessous de la limite admissible. C'est dire que ce relais remplace maintes protections qui, jusqu'ici, étaient séparément réalisées.

L'ensemble machine synchrone-transformateur-câbles possède une protection différentielle séparée. De plus, pour tous les courts-circuits sur les barres collectrices, il est prévu une protection à impédance minimum avec relais de courant directionnel.

Pour le contrôle de la puissance en pompage, on utilise trois relais dont les fonctions sont les suivantes:

a) Le relais P_1 , réglé sur env. 1,5 % P_n intervient lors du passage du pompage au turbinage et détermine l'instant où l'accouplement peut être dégagé, c'est-à-dire celui à partir duquel la pompe est complètement dénoyée. En effet, à ce moment-là, la puissance transmise par l'accouplement est pratiquement nulle et l'on peut séparer la ligne d'arbre turbine-machine électrique de celle de la pompe.

b) Le relais P_2 est réglé à environ 50 % P_n . Il détermine le moment où le remplissage de la pompe d'accumulation principale est accompli et donne ainsi l'autorisation d'ouvrir la vanne sphérique V_3 (voir fig. 2).

Fig. 8
Schéma unifilaire de la protection

I protection temporisée à maximum de courant du groupe; 2 protection contre la surcharge du groupe; 3 protection temporisée à maximum de tension de la machine; 4 protection différentielle de la machine; 5 protection différentielle du bloc; 6 protection contre les défauts à la masse dans le stator; 7 protection contre les défauts à la masse du rotor; 8 protection à minimum d'impédance; 8a verrouillage directionnel de la protection à minimum d'impédance; 8b relais de courant homopolaire pour commutation sur la tension de phase en cas de mise à la terre (pour protection à minimum d'impédance); 9 protection contre les charges dissymétriques de la machine; 10 protection à minimum de réactance de la machine; 11 surveillance de la puissance active (pour automatisme); 12 protection à minimum de tension des barres collectrices 245 kV; 13 protection à minimum de fréquence des barres collectrices 245 kV; 14 protection à distance de la ligne 245 kV (avec réenclenchement); 15 synchronoscope

c) Le relais P_3 est réglé à environ 80 % P_n . Il n'intervient pas en régime transitoire mais en service normal de la pompe, en contrôlant la puissance active absorbée par cette dernière. Dès que cette puissance s'abaisse en dessous de la limite précitée, c'est le signe que la partie hydraulique n'est pas en ordre, ce qui provoque alors l'arrêt d'urgence du groupe.

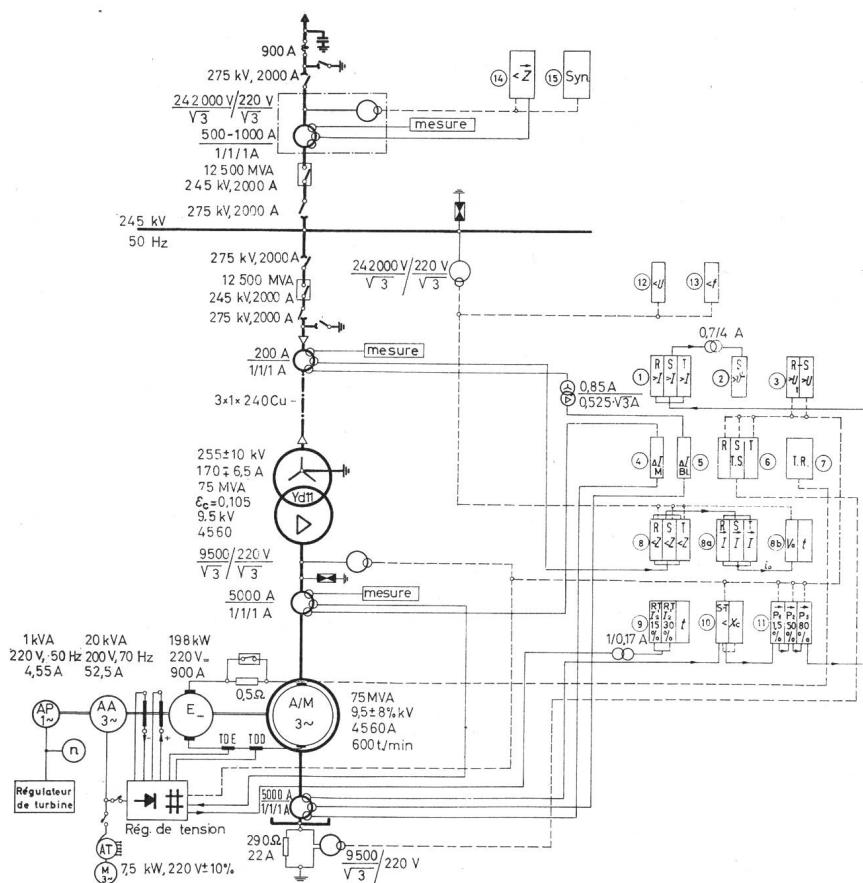
Dans des conditions de service normales, la tension ou la fréquence du réseau ne doivent pas s'écartez beaucoup de leurs valeurs nominales. Ce contrôle s'effectue sur les barres collectrices à 245 kV au moyen d'un relais à minimum de tension et d'un relais à minimum de fréquence. Dès que la tension du réseau baisse au-dessous de 85 % de sa valeur normale ($U_n = 245 \text{ kV}$) ou que la fréquence descend au-dessous de 97 % de la valeur de consigne, ledit relais provoque l'arrêt d'urgence de tous les groupes qui se trouvent alors en service. En effet, un abaissement anormal de la tension et de la fréquence est le signe certain d'un dérangement grave dans le réseau à 245 kV et dans de tels cas il faut commander l'arrêt de la centrale et décharger ainsi le réseau.

Toutes les lignes à 245 kV sont pourvues d'une protection rapide à distance avec réenclenchement rapide unipolaire.

La mise en parallèle automatique du groupe est réalisée au moyen d'un appareil à synchronisation rapide, agissant simultanément sur le régulateur de la turbine et sur le régulateur de tension du groupe.

6. Automatismes

La commande et la surveillance de toute l'installation sont entièrement automatiques. On s'est cependant réservé la possibilité de commander certaines séquences manuellement et pas à pas, ce qui peut se révéler très souhaitable lors des essais préalables à la mise en service ou même pour contrôler certains auxiliaires. A cet effet, on dispose, dans la centrale, de



tableaux de contrôle essentiellement mécanique, à raison d'un par groupe; à partir de chacun d'eux on peut d'une part démarrer la turbine jusqu'à la marche à vide, synchronisation exclue, d'autre part démarrer les auxiliaires de la pompe et même l'accoupler à l'arrêt à titre de manœuvre de secours.

De plus, tout à côté de la halle des machines, se trouve une salle unique où l'on a centralisé la commande entièrement automatique des groupes, les contrôles d'ordre électrique, les panneaux d'alarme détaillés et répétés et en nombre très restreint, quelques contrôles hydrauliques intéressants.

Enfin l'essentiel, pour l'exploitation normale, se trouve dans une salle de commande principale installée dans le bâtiment de service extérieur, situé vers l'entrée de la galerie d'accès à la centrale. C'est de là que s'opère normalement la mise en service ou l'arrêt automatiques pour n'importe quel régime, y compris le passage de l'un d'eux à un autre. Ici les alarmes n'apparaissent toutefois que sous forme groupée. On y trouve aussi l'appareillage nécessaire à la surveillance du réseau 245 kV ainsi que des équipements hydrauliques de l'installation de chute.

Par ailleurs, dans le bâtiment de la station de raccordement, sont installés des éléments de surveillance du réseau 245 kV ainsi que l'appareillage local de commande des équipements de la station, tels que sectionneurs et disjoncteurs.

Les circuits d'automatisme sont du type séquentiel, à éléments logiques transistorisés, conçus de manière que leur entretien soit réduit au minimum et que le dépannage puisse s'effectuer sans recherches fastidieuses entraînant une perte de temps. Un défaut dans l'automatisme proprement dit est immédiatement signalé par l'apparition d'un signal lumineux indiquant aussitôt au personnel d'exploitation l'endroit précis où il doit intervenir. Cette intervention se limite normalement à l'échange d'une plaquette à circuit imprimé, parfaitement et clairement définie.

Ce système présente l'avantage d'une certaine souplesse d'adaptation du programme séquentiel. C'est dire que si, lors de la mise en service ou en cours d'exploitation, telle ou telle modification de déroulement d'une séquence s'avérerait judicieuse, il serait aisément réalisable.

Les caractéristiques principales des éléments transistorisés sont les suivantes:

a) Les semi-conducteurs au silicium (transistors et diodes) sont insensibles aux variations de températures, entre des limites de -20 à $+70$ °C ainsi qu'aux vibrations et à la poussière. Ils présentent de ce fait une fiabilité et une durée de vie très importantes.

b) Cette fiabilité est renforcée par le fait que les circuits utilisés ne sont soumis qu'à des tensions de 50 % environ de leur valeur nominale, donc respectivement à des puissances de l'ordre de 25 % de leur valeur nominale.

c) Les circuits imprimés sur plaquettes de résine époxy, renforcées par de la fibre de verre d'une très haute résistance mécanique et présentant d'excellentes qualités diélectriques, sont débrochables et facilement remplaçables.

d) Les éléments fonctionnent encore parfaitement sous une tension variant de ± 20 % autour de la valeur nominale.

e) L'utilisation de relais électro-magnétiques classiques est ainsi réduite au strict minimum, soit notamment pour réaliser une séparation galvanique entre l'automatisme et les circuits à courant fort de l'installation. Ils sont du type «Reed», dont la fiabilité est bien connue.

L'alimentation de l'automatisme est assurée par deux sources indépendantes soit, d'une part en provenance du réseau 380/220 V des services internes par l'intermédiaires d'un redresseur, d'autre part par liaison directe à une batterie d'accu-

cumulateurs de 48 V, la tension de la batterie étant transformée en tension alternative dans un convertisseur statique branché sur les redresseurs destinés à l'alimentation des modules statiques.

L'ajustage de la tension des redresseurs permet d'influencer la répartition de la charge entre ces deux sources. Ce réglage s'effectuera de telle sorte que la majeure partie de la charge soit supportée par les services internes.

Les séquences principales des opérations de changement d'état de marche d'un groupe sont représentées dans la fig. 9. Le passage d'un régime à un autre est indiqué dans la fig. 10.

A titre d'exemple, nous donnons ci-dessous une brève description de la séquence d'automatisme relative au passage du fonctionnement en turbine au régime de pompage, qui est bien celle qui a la plus forte incidence sur l'automatisme:

Décharge de la turbine principale par mise à zéro de la consigne d'ouverture de son régulateur. Les auxiliaires de la pompe sont mis simultanément en service, soit:

- a) Pompe électrique 50 Hz de graissage et réfrigération;
- b) Pompe de mise en charge;
- c) Arrosage de la roue de la turbine de lancement, ainsi que des joints et labyrinthes de la pompe principale;
- d) Ouverture de la vidange de la pompe principale;
- e) Dénoyage de la pompe principale;
- f) Ouverture de la vanne pointeau de la turbine de lancement, pour amener la pompe dénoyée à sa vitesse nominale.

Simultanément, les pointeaux de la turbine principale se ferment, opération suivie de la fermeture de ses vannes sphériques puis de la mise en service de l'arrosage de ses roues motrices.

Les pertes par ventilation et frottement hydraulique de la pompe se situent entre 1200 et 2400 kW suivant l'état d'usure des labyrinthes. La pompe principale est automatiquement accouplée au moyen de l'accouplement à dentures aussitôt que le glissement relatif des lignes d'arbres respectives est inférieur à 0,7 %. Cet accouplement s'opère alors que la machine synchrone est excitée et que la turbine principale tourne dans l'air. Il est suivi du noyage progressif de la pompe et, à cause des 5 étages de pression de cette dernière, la puissance absorbée s'accroît en autant de gradins de plus de 6 MW chacun pour atteindre 32 à 35 MW en un temps total de l'ordre de la minute, qui ne pourra d'ailleurs être exactement défini qu'au moment des mises au point *in situ*. Le noyage complet est détecté par un relais de puissance directionnel ($P_{el} \geq 50\% P_n$), qui donne la quittance nécessaire à l'ouverture de la vanne sphérique du refoulement de la pompe, dont le temps d'ouverture est de l'ordre de 20 à 30 s. En fin d'ouverture la pompe fonctionne à pleine charge, à une puissance de 60 MW en moyenne.

Entre-temps, pour un certain degré d'ouverture de la vanne sphérique, la soupape de décharge s'est refermée.

De ce régime de fonctionnement on peut passer à un régime en compensateur de phase ou en turbinage d'une manière complètement automatique.

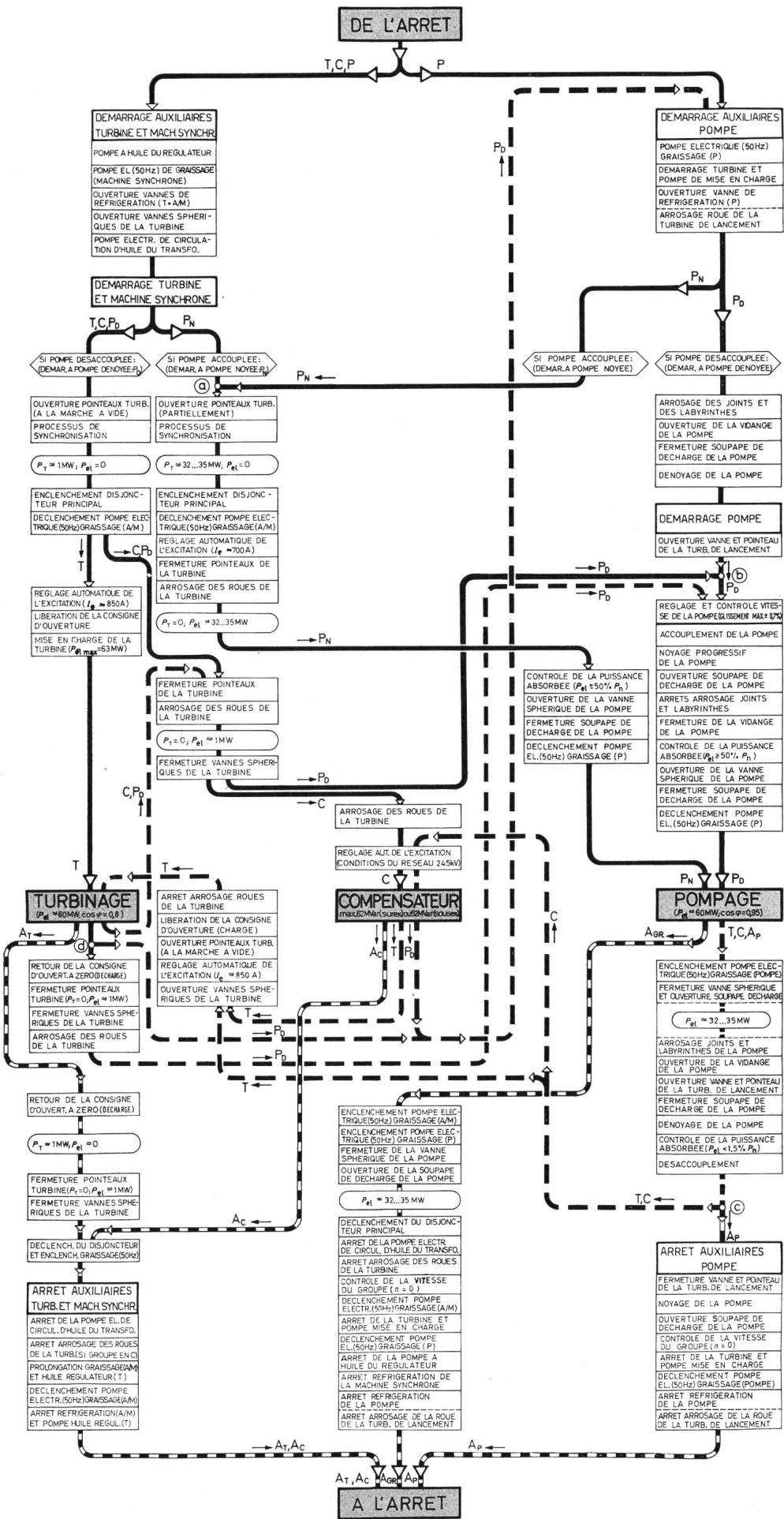
Sur la fig. 9 on relève les points de jonction suivants:

point de jonction a: l'ouverture des pointeaux de la turbine s'effectue lorsque les auxiliaires de la turbine, de la machine synchrone et de la pompe sont quittancés.

point de jonction b: l'accouplement de la pompe s'effectue lorsque les pointeaux de la turbine sont fermés et que le glissement relatif des deux lignes d'arbre est $\leq 0,7\%$.

point de jonction c: lorsque la pompe est désaccouplée, celle-ci s'arrête et le groupe turbine-machine synchrone passe aux régimes en compensateur de phase (C) ou de turbinage (T).

point de jonction d: lors du passage du turbinage au pompage, on donne simultanément l'ordre de décharge de la turbine et celui de démarrage des auxiliaires de la pompe principale.



Deux cas d'arrêt du pompage sont à considérer:

a) Arrêt normal (AN), pour lequel la fermeture de la vanne sphérique est suivie de l'ouverture du disjoncteur de la machine synchrone. Cet arrêt est utilisé lorsque les conditions de service normales sont remplies.

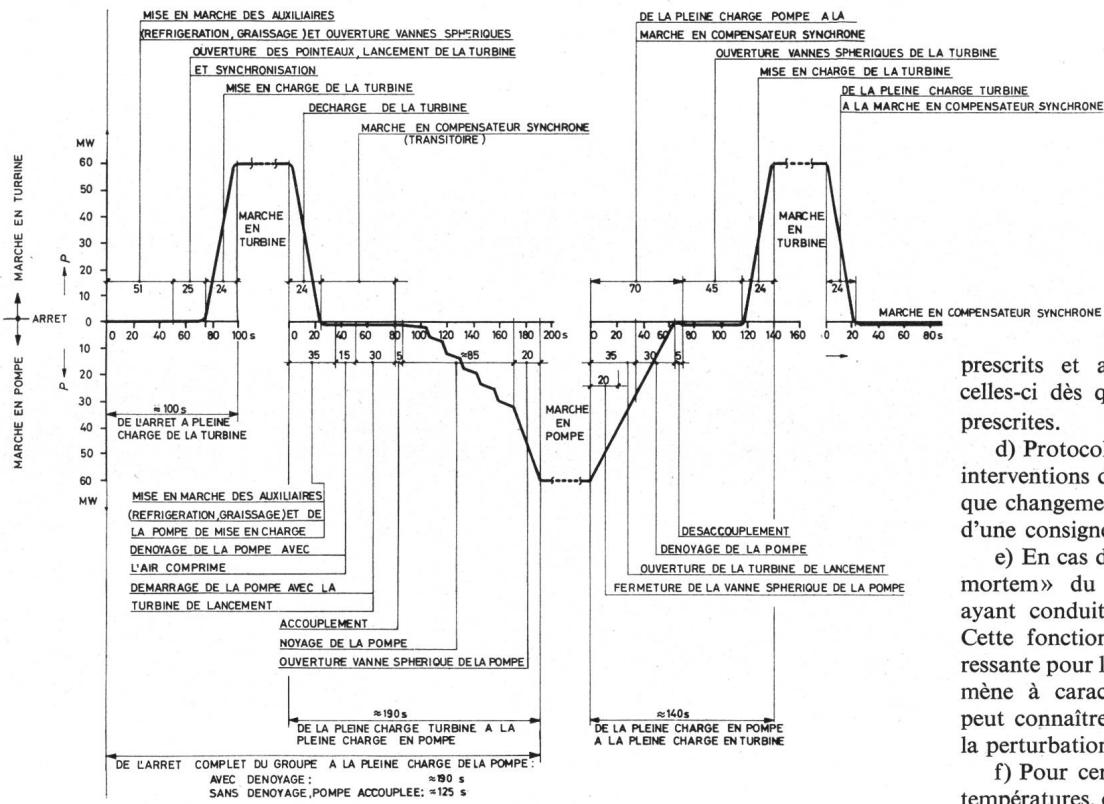
b) Arrêt d'urgence (AU), pour lequel les ordres respectifs de fermeture de la vanne sphérique et d'ouverture du disjoncteur sont émis simultanément.

Cet arrêt d'urgence n'intervient que lorsque tel ou tel dispositif de protection fonctionne, mais il peut être provoqué manuellement, en cas de danger, en appuyant sur un bouton-poussoir. Il est même de deux types, à savoir: par groupe en cas de dérangement localisé et général en cas d'accident pouvant affecter l'ensemble des installations.

Fig. 9
Séquences principales des opérations de changement d'état de marche d'un groupe

- de l'arrêt aux différents états de marche du groupe
- - - - - passage d'un état de marche à un autre état de marche du groupe
- - - - - - d'un état de marche à l'arrêt
- T turbine principale
- P pompe principale
- C compensateur synchrone
- A/M alternateur-moteur (machine synchrone)
- P_N démarrage de la pompe noyée (accouplée à l'arêt du groupe)
- P_D démarrage de la pompe
- A_T arrêt de la turbine principale et de la machine synchrone
- A_P arrêt de la pompe principale
- A_C arrêt du compensateur
- A_{GR} arrêt du groupe entier (turbine, machine synchrone et pompe)
- P_T puissance à l'arbre de la turbine principale
- P_{el} puissance électrique active absorbée par la machine synchrone
- P_n puissance nominale de la pompe principale (60 MW)
- I_e courant de l'excitation
- (a) voir les explications dans le texte
- (b)
- (c)
- (d)

Fig. 10
Diagramme de la durée des opérations de changement d'état d'un groupe



Il en est d'ailleurs de même pour ce qui concerne l'arrêt du régime de turbinage tandis que le fonctionnement en compensateur de phase s'interrompt suivant la méthode classique.

L'arrêt d'urgence accompagné d'un freinage par contre-jets sur les roues motrices de la turbine principale n'intervient que très parcimonieusement et seulement dans certains cas bien définis. En revanche, ledit freinage peut être mis manuellement en service si on le juge indispensable à un moment donné.

On voit donc que la mise en marche ou l'arrêt à n'importe quel régime de fonctionnement ainsi que le passage de tel régime à tel autre s'opèrent tous suivant des processus séquentiels entièrement automatiques.

7. Traitement d'information

Une particularité très intéressante de cette centrale réside dans la mise en œuvre d'un dispositif de traitement d'information avec imprimante. Celui-ci se justifie pleinement, aussi bien par le nombre élevé des informations qu'il importe de recueillir, que par le haut degré d'utilisation des groupes.

Les tâches qui lui sont dévolues sont les suivantes:

a) Elaboration automatique, à intervalles réguliers ou à la demande, du protocole complet de toutes les mesures analogiques ou digitales intéressantes pour l'exploitation.

b) Protocole à la demande de toute valeur dont la connaissance est désirée.

c) Surveillance permanente des valeurs importantes entre deux seuils

prescrits et ajustables, et affichage de celles-ci dès qu'elles dépassent les limites prescrites.

d) Protocole automatique de toutes les interventions du personnel de service, telles que changements de régimes, modification d'une consigne de réglage, etc.

e) En cas d'alarme, établissement «post mortem» du protocole des événements ayant conduit à l'apparition du défaut. Cette fonction est particulièrement intéressante pour la reconstitution d'un phénomène à caractère évolutif, puisque l'on peut connaître sans ambiguïté l'origine de la perturbation.

f) Pour certaines valeurs, telles que les températures, enregistrement graphique dès le dépassement d'un seuil donné.

g) Etablissement et contrôle permanent du bilan des compteurs d'énergie.

Cette installation de traitement d'information ouvre la perspective d'une connaissance plus approfondie des diverses conditions d'exploitation de la centrale; les renseignements qu'elle sera appelée à fournir seront précis et objectifs, exempts d'erreurs d'appréciation ou d'interprétation et toute anomalie sera mise immédiatement en évidence, afin que le personnel d'exploitation puisse intervenir dans le délai le plus bref.

8. Alimentation des services auxiliaires de la centrale

Le schéma de principe des services internes, avec indication des dispositifs de protection ressort de la fig. 11. En régime normal, leur alimentation est assumée par 2 câbles de 20 kV provenant chacun d'une station différente de la Société Romande d'Électricité (SRE). Chacun d'eux alimente l'un des deux transformateurs de 1000 kVA, fonctionnant normalement

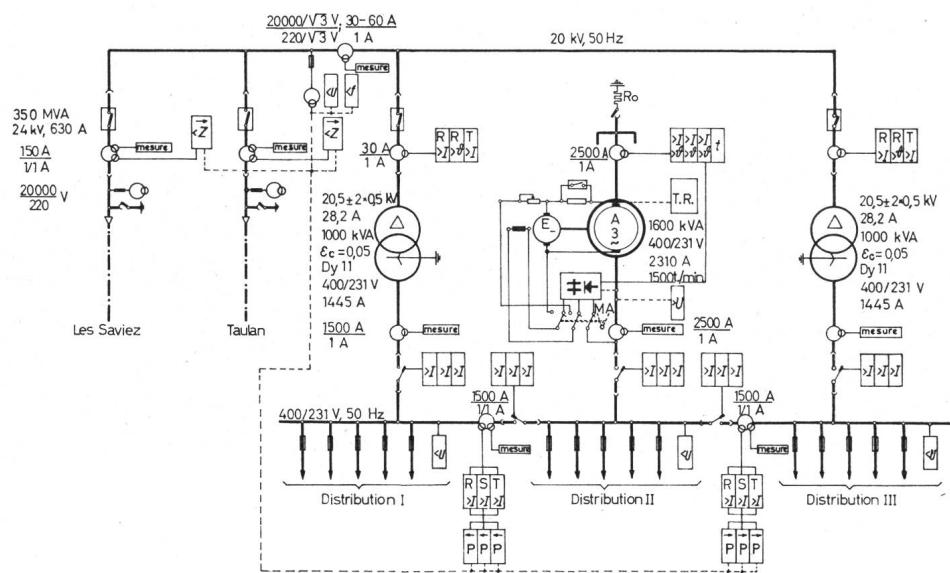


Fig. 11
Schéma unifilaire des services internes avec protection

en parallèle. La charge moyenne permanente de la centrale complètement équipée sera de l'ordre de 800 kVA, ce qui signifie que les transformateurs sont alors chargés chacun à 40 % environ de leur puissance nominale. Par un choix approprié du rapport des pertes respectives dans le cuivre et le fer ($P_{Cu}/P_{Fe} = 7,25$) leur rendement optimum se situe vers les 37 % de la charge nominale. Avec un tel schéma, on bénéficie encore d'une confortable marge de puissance, en cas de mise hors service d'un des transformateurs.

Les services internes possèdent, près de l'entrée de l'usine, une salle de commande en propre, avec tableaux, appareillage et même armoires d'automatisme pour certains éléments de l'installation.

En cas de défaillance du réseau à 20 kV de la SRE, la mise en route du groupe de secours de 1600 kVA; 400/231 V; 2310 A à 1500 tr/min, survient automatiquement et, 10 à 15 s plus tard, son alternateur est en mesure de reprendre convenablement l'alimentation des services internes. Celui-ci est entraîné par une turbine Pelton dont la puissance à l'arbre est de 1250 kW sous la chute nette minimum de 780 m.

En cas de réapparition de la tension sur les barres 20 kV, ce groupe auxiliaire est automatiquement synchronisé et couplé

au réseau de la SRE, puis déchargé ensuite, de sorte que ne survienne aucune interruption de tension sur les barres 400/231 V.

L'alternateur du groupe auxiliaire est pourvu d'une excitatrice en bout d'arbre et équipé d'un régulateur de tension à action rapide, avec amplificateur magnétique et redresseur sec.

La répartition des différents consommateurs des services internes sur les distributions est telle que l'éclairage, les moteurs des compresseurs, l'installation générale d'accumulation d'eau de réfrigération sont branchés sur les deux distributions I et III. En revanche tous les consommateurs indispensables à l'exploitation, appelés aussi services essentiels, sont reliés à la distribution II.

En cas de court-circuit sur l'une ou l'autre des distributions I ou III, des relais à surintensité combinés à des relais directionnels de puissance mettent hors service la distribution défaillante, ce qui signifie que II et I ou II et III restent en tous cas disponibles et cela se traduit par une sécurité supplémentaire pour l'ensemble des installations.

Adresse de l'auteur:

F. Vesligaj, ingénieur-conseil, Société Générale pour l'Industrie, 12, Place de la Gare, 1003 Lausanne.

Richtlinien für den Anschluss von elektrischen Schweißgeräten und Schweißmaschinen an elektrische Verteilnetze

Mitgeteilt von der Schweiz. Kommission für Elektrowärme

621.791.7

H. Lienhard, Bern, für ihre grosse Arbeit der allerbeste Dank ausgesprochen.

Schweizerische Kommission für Elektrowärme

Der Präsident:

U.V. Büttikofer

1. Grundsätzliches

1.1 Zur Problemstellung

Spricht man von Problemen im Zusammenhang mit Schweißmaschinen, so sind im allgemeinen in erster Linie konstruktions- und anwendungstechnische gemeint. Aus betriebstechnischer Sicht müssen aber auch Gesichtspunkte berücksichtigt werden, die über den unmittelbaren Maschinenbetrieb hinausgehen und insbesondere auch die Fragen des Anschlusses an das elektrische Verteilnetz und allfällige Rückwirkungen auf am selben Sekundärnetz angeschlossene Geräte und Apparate einschliessen. Beobachtete Störungen an elektrischen Verteilnetzen, verursacht durch den Betrieb von gewissen Schweißmaschinen sowie die Abklärung der Möglichkeit, ob in einem speziellen Fall eine Schweißmaschine bestimmter Grösse und Arbeitsart überhaupt an ein bestehendes Verteilnetz angeschlossen werden kann, bildeten die Ausgangslage und den Anstoss, die vorliegende Arbeit aufzunehmen.

Die Zusammensetzung der Arbeitsgruppe aus Vertretern der schweißmaschinenherstellenden Industrie, der Elektrizitätswerke und der Elektrowärme-Kommission soll für eine abgewogene Arbeit bürgen, ohne irgend einen Standpunkt über Gebühr zu betonen. Die Arbeiten erstreckten sich insgesamt