Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 64 (1973)

Heft: 20

Artikel: Das neue Betriebs- und Verwaltungszentrum (CEG) der S. A. L'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS)

Autor: Kälin, J.-M.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-915610

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: 09.07.2025

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

Das neue Betriebs- und Verwaltungszentrum (CEG) der S. A. L'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS)

Von *J.-M. Kälin*

1. Einleitung

Dieser Artikel will die Aufgabenstellung und deren technische Lösungen erklären, die die S.A. L'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS) bewogen haben, ein Betriebs- und Verwaltungszentrum (Dispatching) zu errichten.

An erster Stelle handelt es sich darum, alle Informationen für die Überwachung und den Betrieb des von der EOS betreuten Netzes an einer einzigen Stelle zu vereinigen. Ein Teil dieser Informationen wird auch für die Energieverwaltung verwendet, wofür eine grosse Anzahl von Faktoren zu berücksichtigen sind. Es handelt sich namentlich um kaufmännische Bedingungen über Energieaustausch mit benachbarten Netzen sowie um Voraussagen von Energiebedarf und den Energieverkaufs- und -kaufsmöglichkeiten. Es müssen ebenfalls die Politik der verschiedenen Produktionszentren, die hydraulischen Bedingungen, die Möglichkeiten der Brennöllagerung, das zur Verfügung stehende Betriebsmaterial usw. berücksichtigt werden. Aus diesen Gründen muss ein solches Betriebs- und Verwaltungszentrum möglichst nahe dem Zentrum der Gesellschaft, wo sich die entscheidenden Instanzen befinden, errichtet werden. Das Verwaltungsgebäude der EOS erfüllt diese Bedingung, und es hat ausserdem den Vorteil, sich in der Nähe der Schaltstation von Romanel, die sich zum Schwerpunkt der westschweizerischen Netze entwickelt hat, zu befinden.

Diese verschiedenen Betrachtungen haben die EOS dazu bewogen, das «Centre d'Exploitation et de Gestion» (CEG) im Gebäude ihres Sitzes in Lausanne zu errichten.

Es hat sich als wünschenswert erwiesen, dem Beamten des CEG, der die Möglichkeit hat, das gesamte Netz zu überwachen, ausserdem zu ermöglichen, auf bestimmte Organe des Netzes direkt einwirken zu können. Das neue Betriebszentrum gestattet, mittels Fernsteuerungen, die In- und Ausserbetriebsetzung von Produktionsgruppen, das Öffnen und Schliessen von Schaltern und Trennern, die Positionsänderung von Transformatorenstufenschaltern usw.

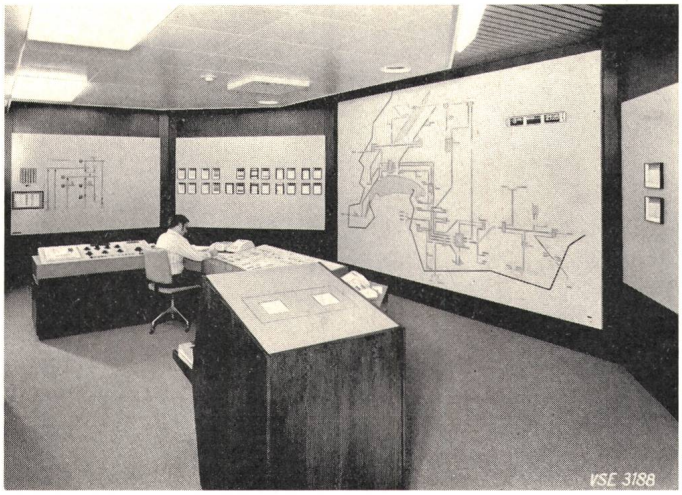

Fig. 1
Kommandoraum des CEG
Photo Germond, Lausanne

Diese neue Anordnung bietet ausserdem den Vorteil, das Schichtpersonal in den fernbetätigten Schaltstationen und Kraftwerken reduzieren zu können. Es wird in der Tat immer schwieriger, entsprechendes Personal zu finden. Übrigens ist der Dispatching der EOS so ausgebildet, dass er von einem einzigen Operateur bedient werden kann (siehe Fig. 1).

Das Betriebs- und Verwaltungszentrum hat also folgende zwei charakteristischen Funktionen zu erfüllen:

– die Überwachung und den Betrieb des Netzes und der Produktionseinheiten,
– die Energieverwaltung.

2. Aufgabenstellung

2.1. Überwachung und Betrieb des Netzes und der Produktionseinheiten

Um den Netzzustand kontrollieren zu können, ist es nötig, die Stellung der Schalter und Erdungstrenner am Ende jeder 220- und 125-kV-Leitung zu kennen. Ausserdem ist es interessant, über die Stromrichtungen und etwaigen Stromüberlastungen der Hauptleitungen informiert zu sein.

Die Kenntnis der Schaltstellungen im Innern der Schaltstationen ist unerlässlich bei Schaltmanövern oder in Störungsfällen. Aus diesem Grunde werden die Stellungen der Sammelschienentrenner, der Kuppelschalter usw., der wichtigsten Schaltstationen in das Betriebszentrum übertragen.

Beim Auftreten einer Störung eines Netzteiles oder bei der Produktion muss der diensthabende Beamte sofort informiert werden. Es müssen deshalb eine Anzahl von Alarmmeldungen ins Betriebszentrum übertragen werden, die jedoch auf das strikte Minimum zu beschränken sind. Die Zusammenfassung mehrerer Alarme in einer Meldung, die angibt, welcher Anlageteil ausgefallen ist, genügt, denn der Operateur des CEG kann auf keinen Fall in einer Schaltstation oder in einem Kraftwerk direkt eingreifen.

Diese Aufgabe fällt dem Pikettdienst zu, der dafür verantwortlich ist, die Störung in kürzester Zeit zu beheben. Das zeitfolgerichtige Protokollieren der Störungen und der entsprechenden Schalt- und Betriebszustandsänderungen müssen am Ort erfolgen. Diese Einzelinformationen erlauben dem Pikettdienst bei seinem Eintreffen, die Störungsge-

schichte sofort zu erkennen und entsprechende Massnahmen zu treffen.

Es ist auch nötig, eine gewisse Anzahl physikalischer Grössen zu kennen, wie z. B. gewisse Sammelschienenspannungen, die Wirk- und Blindlast an gewissen Punkten des Netzes, die Produktion der Kraftwerke, die Belastung gewisser Leitungen, die Höhe von Stauseen und Ausgleichsbecken usw. Alle diese Grössen müssen registriert oder direkt angezeigt werden können.

Der Operateur des CEG kann also bestimmte Organe von wichtigen Anlagen direkt betätigen, z. B. Schalter, Trenner und Stufenschalter von Transformatoren in unbesetzten Schaltanlagen; er kann jedoch gleichzeitig nur einen Befehl geben und muss vor einem weiteren Befehl zuerst die Rückmeldung abwarten. Aus Sicherheitsgründen sind alle Verriegelungen zwischen verschiedenen Apparaten örtlich ausgeführt, und auch die Schutzeinrichtungen mit den entsprechenden Relais sind in den Anlagen selber montiert.

Die Fernsteuerung der Gruppen eines Wasserkraftwerkes ist nicht möglich ohne eine Automatik, die in richtiger Reihenfolge die Inbetriebsetzungs- oder Abstellvorgänge betätigt. Entsprechende Studien haben eindeutig gezeigt, dass hinsichtlich Sicherheit, Störungsanfälligkeit und Investierungskosten diese Automatik in dem Kraftwerk selber vorzusehen ist. Durch die vom Beamten des CEG erteilten Steuerbefehle werden die örtlichen Automatiken betätigt. Der Empfang dieser Befehle und die Ausführung durch die Automatik werden signalisiert.

Im CEG befindet sich unter anderem auch der Netzregler. Dieser Regler erlaubt, die internen Leistungsschwankungen des Netzes auszugleichen, und sorgt dafür, dass der Energieaustausch mit den Nachbarnetzen gemäss vorgesehenem Programm erfolgt. Diese Regulierung erfolgt unter Einhaltung einer festgelegten Frequenz der Verbundnetze und gewährleistet den programmässigen Energieaustausch an den Energieübergabestellen. Es handelt sich um eine Frequenzleistungsregulierung, die als Sollwert auf die Turbinenregler gewisser hydraulischer Kraftwerke wirkt. Der Operateur des CEG hat die Möglichkeit, die Leistung einer oder mehrerer Gruppen gleichzeitig von Hand zu variieren oder auf automatische Regulierung durch den Netzregler umzuschalten.

Es werden nur bestimmte Gruppen in hydraulischen Kraftwerken, insbesondere in Speicherwerken, vom CEG ferngesteuert.

2.2. Energieverwaltung

Eines der Hauptziele des CEG ist die Automatisierung der Routinearbeiten der Energieverwaltung, was nur mittels der Verwendung eines Computers möglich ist. Die Gesamtheit der Verwaltungsaufgaben ist in ein funktionelles System aufgeteilt. Diese Analysierung erleichtert die Codifizierung und die Verarbeitung der Informationen dieser Aufgaben. Diese Systeme sind so vorgesehen, dass sie dem Betrieb möglichst angepasst werden können. Gewisse Arbeiten werden täglich, andere monatlich und noch andere jährlich behandelt. In der folgenden, unvollständigen Liste sind einige Arbeiten aufgeführt, die vom Computer automatisch erledigt werden:

– *Programmierung des Austausches an den Übergabestellen*

Berechnung der Resultante der verschiedenen Energieprogramme der EOS mit anderen Netzen.

Erstellen von Tabellen über die stündlich durch die EOS mit den Nachbarnetzen ausgetauschte Energie.

– *Produktion*

Berechnung der wirklichen und der fiktiven Bilanz der hydraulischen Werke (eigene oder beteiligte Werke).

Erstellung einer Tafel, die den Energieverlauf eines hydraulischen Werkes zeigt (Turbinen- und Pumpenenergie, Zuflüsse und Verluste).

– *Lieferung an Verteilwerke*

Herstellung der Abrechnungen des Energieaustausches zwischen der EOS und den Verteilgesellschaften, die auch die Aktionäre und die Energiebezüger der EOS sind.

Kontrolle der von der EOS wirklich bezogenen Energie und Berechnung der Überschreitung der festgesetzten Leistung.

Berechnung der zu bezahlenden Energie.

– *Abweichung*

Berechnung der Abweichung zwischen dem vorgesehenen und dem wirklichen Energieaustausch.

– *Klassierte Leistung und Energie*

Berechnung der Zeit, während welcher eine tägliche Energie oder Leistung einen vorausbestimmten Wert während einer bestimmten Periode überschritten hat.

– *Situation der Energiebilanz*

Budgetmässige Kontrolle, die erlaubt, periodisch den Energiehaushalt der EOS zu überblicken (Überschuss oder Defizit).

– *Hydraulische Zuflüsse*

Nachführung der Statistik über die Zuflüsse in die von der EOS verwalteten Werke.

– *Thermische Zentrale Vouvry*

Herstellung der Abrechnungen des Brennölverbrauches.

Herstellung der Abrechnungen der Hilfs- und Anlassenergie.

Herstellung besonderer Abrechnungen bei gestörtem Betrieb.

Berechnung der jedem Partner zu verrechnenden Beiträge.

– *Fakturierung*

Herstellung der aus den verschiedenen Abrechnungen resultierenden Rechnungen.

Die für die Herstellung dieser Arbeiten nötigen Parameter rühren vom Netz her oder sind kaufmännische, vertragliche oder wirtschaftliche Elemente.

Diese Energieverwaltung, unter Berücksichtigung des vorhandenen Materials, soll in der Lage sein, entsprechende Weisungen zu erteilen, die gestatten, unter den günstigsten Bedingungen den wirtschaftlichsten Betrieb zu führen.

3. Realisierung

3.1. Fernübertragung

Das Fernwirksystem besteht aus zwei voneinander vollständig unabhängigen Netzen. Jedes besteht aus einer Zentrale mit 11 Unterstationen (siehe Fig. 2). Es handelt sich um die Erweiterung eines im Januar 1971 in Betrieb genommenen Systems, das die automatische Bilanzherstellung und die

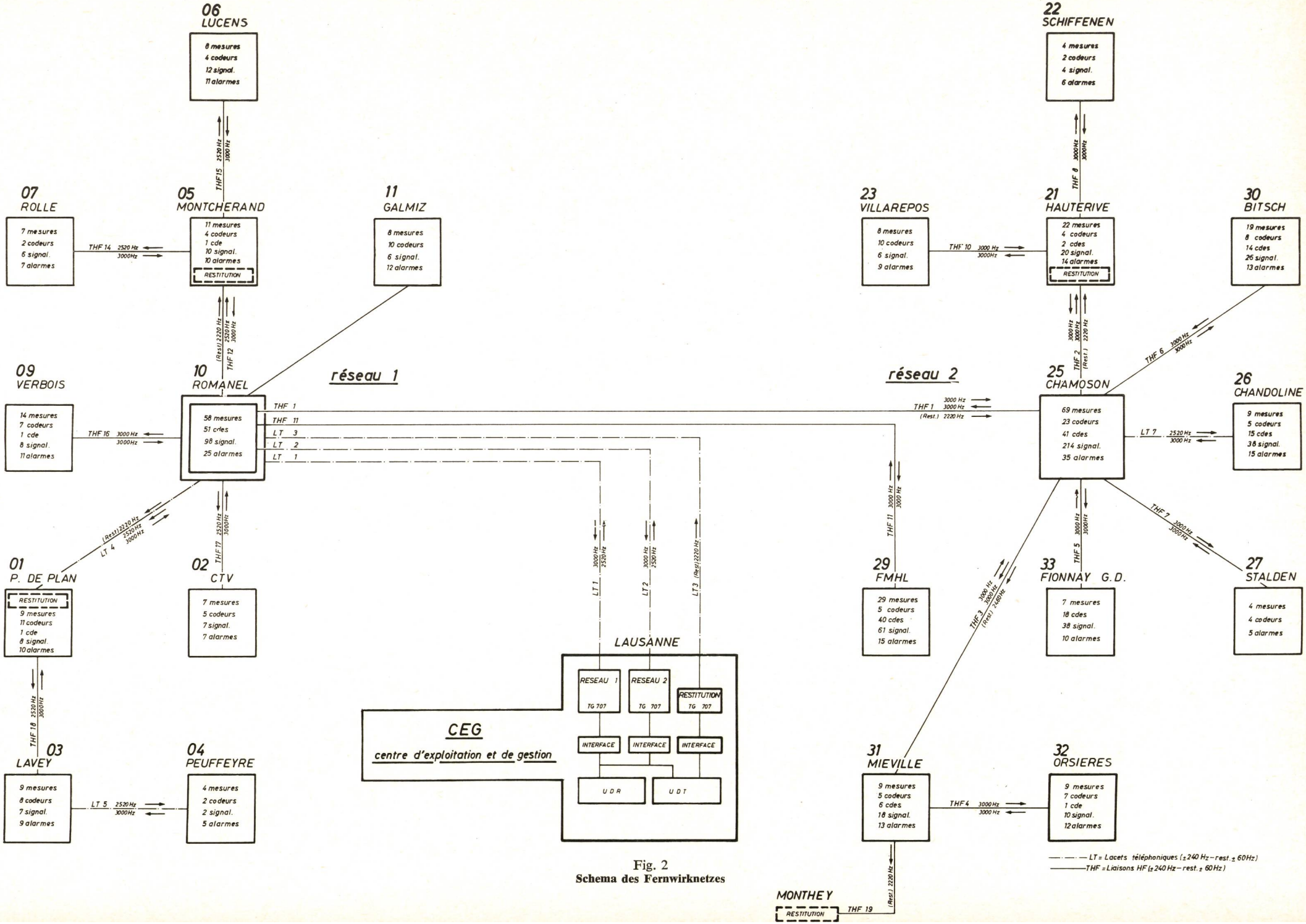

Fig. 2
Schema des Fernwirknetzes

Abrechnung des Energieaustausches zwischen der EOS und seinen Aktionären gestattet. Dieses System erlaubt unter anderem, die Überwachung der bezogenen oder abgegebenen Energie.

Die zwei Netze werden durch zwei Fernwirksysteme Telegyr 707 von Landis & Gyr gebildet, die unabhängig voneinander und nicht synchron arbeiten. Die Meldungen werden digital-zyklisch mit einer Telegraphie-Geschwindigkeit von 200 Baud übertragen. Die Zykluszeit beträgt gegenwärtig ungefähr 15 s für jedes Netz.

Es werden drei Sorten von Informationen übertragen:

– Die Messwerte, die in binärer Form in jedem Zyklus übertragen werden (Wirk- und Blindleistung, Spannung, Strom usw.).

– Die Signalisierungen, die nur bei Zustandänderung übertragen werden (Apparatestellungen und Alarme).

– Die Zählerstandsübermittlung, welche die auf Befehl der Zentralstelle im BCD-Code gespeicherten Werte auf verschiedene gewählte Zyklen verteilt, überträgt.

Befehle werden unabhängig vom Zyklus an die Unterstellen übermittelt.

Die modulare Gerätestruktur gestattet, dass das System jederzeit gemäss der Entwicklung des Verteilnetzes ausgebaut und angepasst werden kann. Die Anzahl der Unterstellen kann auf 15 für jedes Netz erhöht werden. Ausserdem können in jeder Unterstation neue Messwerte, Signalisierungen, Zählerstände und Befehle hinzugefügt werden. Es genügt, entsprechende Steckkarten oder eventuell ein neues Chassis hinzuzufügen.

Alle Telegyr-Schränke im Zentrum oder in den Unterstellen werden durch 48- oder 24-V-Batterien angespiesen. Wenn eine Unterstelle nicht antwortet, wird dies im Zentrum durch einen Alarm signalisiert. Dieses Alarmsystem erlaubt sofort festzustellen, ob es sich um eine Störung der Übertragung oder um einen anderen Fehler handelt.

3.2 Entgegennahme und Verarbeitung der Informationen

Die beiden Zentraleinheiten des Telegyr sind je über ein Interface mit zwei Computer PDP8E der DEC (Digital Equipement Corporation USA) verbunden. Sämtliche von den beiden Netzen kommenden Daten werden in die beiden Computer eingegeben (siehe Fig. 3).

Jeder der beiden Computer ist für gewisse Funktionen spezialisiert. Jedoch für wichtige Funktionen, wie z. B. die Vorwahl von Steuerungen, dient einer im Notfall als Ersatz für den andern.

Die Relaiseinheit (Unité de relayage, UDR) hat die Aufgabe, den Netzzustand auf das Blindschema zu geben und mittels eines Druckers das Protokoll der im Netz ausgeführten Operationen sowie der Alarme zu erstellen. Diese Ausrüstung erlaubt ebenfalls die digitale Anzeige als Kontrolle oder als Hilfe jedes durch den Telegyr übermittelten Messwertes. Die Anzeige dieser Messwerte erfolgt auf dem Kommandopult. Der UDR, dessen Speicher 16K Wörter von 12 bit enthält, ist mit einer IBM-kompatiblen Magnetbandeinheit ausgerüstet, welcher die Hilfsregistrierung der wichtigsten Daten für die Netzinformationen erlaubt. Es handelt sich namentlich um das Ablesen von Zählern.

Der andere Computer, UDT (Unité de traitement) genannt, besteht aus einem Zentralspeicher von 16K Wörtern, einem Plattenspeicher von 830K Wörtern und einer gleichen Magnetbandeinheit wie die UDR-Einheit. Er ist mit

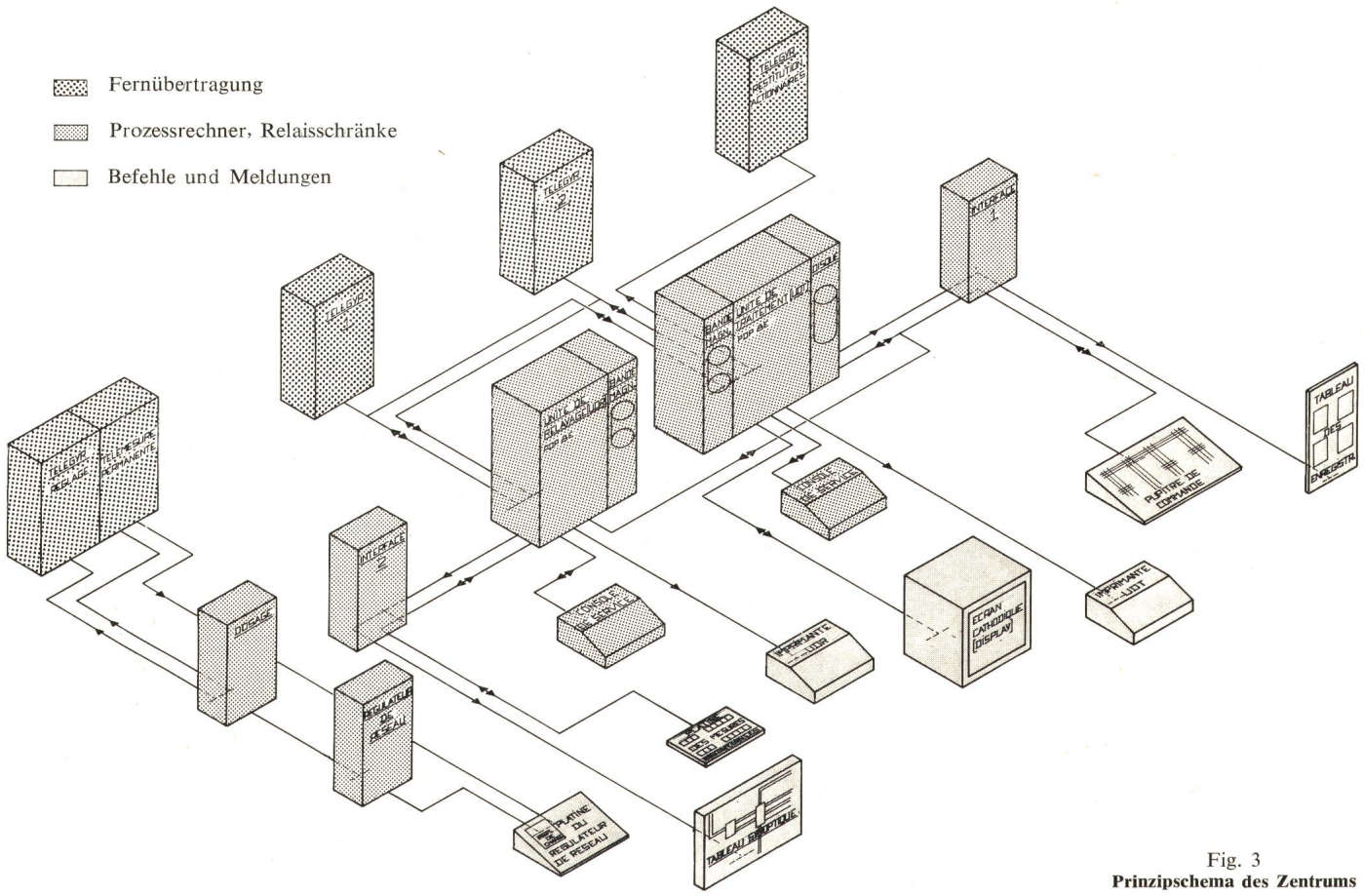

Fig. 3
Prinzipschema des Zentrums

einem Kathodenstrahl-Bildschirm, Display genannt, verbunden, der die farbige graphische Darstellung des Schaltzustandes jeder Anlage mit gleichzeitiger Angabe von Momentanmesswerten ermöglicht.

Der UDT erlaubt ausserdem, jeden beliebigen Messwert des Netzes digital auf dem Display anzuzeigen oder zu registrieren. Diese Ausrüstung ist so konzipiert, dass auch Summen der Messwerte gebildet werden können, wie z. B. die Summe der Produktion der hydraulischen Zentralen oder die Summe der Pumpenenergie.

Die für die Verwaltungsarbeiten des Energieverkehrs nötigen Daten werden auf Magnetband der UDT in derartiger Form registriert, dass sie die spätere Behandlung «off-line» auf einem Verwaltungscomputer erlauben.

Der UDT kontrolliert auch die bezogene oder abgegebene Leistung der Aktionäre der EOS. Gewisse, die Energieverwaltung interessierende Informationen, wie Zählerstände, werden durch einen Drucker der UDT aufgeschrieben.

Die EOS hat verlangt, dass die Programmierung dieses Computersystems wirklich modular sein muss. So sind die verschiedenen erhaltenen Informationstypen, gemäss ihrer Art, in Tabellen gespeichert. Es handelt sich hauptsächlich um die Tabellen der Wirkleistungsmessungen, der Signalisierung, der Alarme, der Steuerung usw. Jede Karte kann «online» durch in der Informationstechnik nicht spezialisiertes Personal geändert werden. Dies geschieht durch das Eingeben von Lochstreifen mittels des Betriebsteletyps, mit dem jeder Computer ausgerüstet ist.

Die verschiedenen Operationen, wie Sortieren, Rechnen, Übertragen, Vorwählen usw., sind in der Form von unabhängigen Routinen programmiert, die leicht geändert werden können. Ihre Änderung verlangt jedoch die Kenntnis der Programmierung der UDR und der UDT und kann nur von einem Spezialisten vorgenommen werden.

3.3. Sichtbarmachung der Informationen

3.3.1. Blindschaltbild

Das Blindschaltbild besteht aus einer Mosaiktafel von 4300 × 2635 mm, geliefert von der Firma Symo-Electronic AG, Zug. Das aus Mosaikelementen von 25 × 25 mm bestehende Blindschaltbild stellt geographisch das gesamte von der EOS betreute Transportnetz mit den Hochspannungsleitungen und den Schaltstationen dar. Für jede Leitung werden die Stellungen der Schalter und der Erdungstrenner, die Energierichtung sowie die Überstrombelastung dargestellt. Die Kuppeltransformatoren im Innern der Schaltanlagen werden ähnlich den Leitungsabgängen behandelt. Ausserdem wird von den Posten, die ferngesteuert werden können, signalisiert, wenn deren Steuerung auf «örtlich» steht.

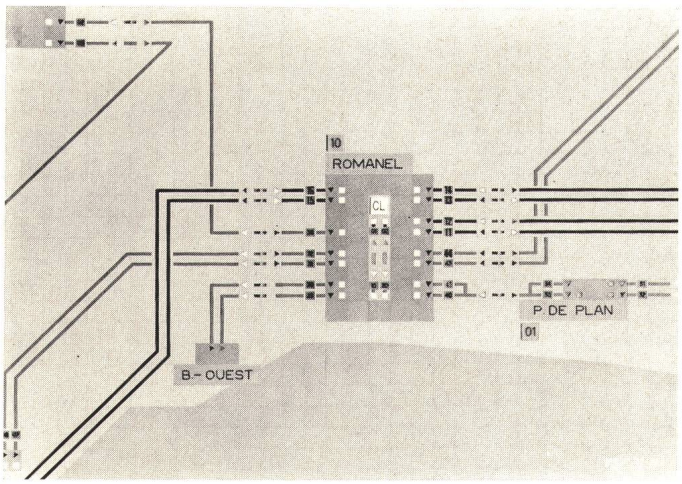

Fig. 4
Blindschema
Photo Germond, Lausanne

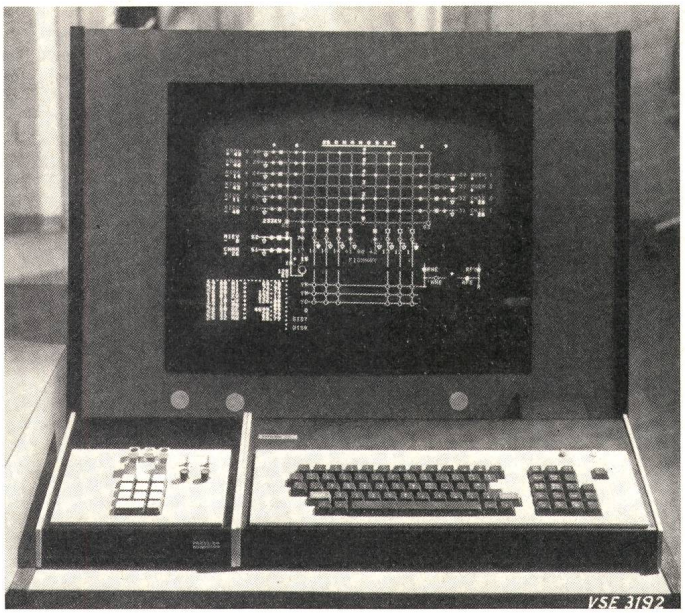

Fig. 5
Display
Photo Germond, Lausanne

3.3.2. Display

Der Kathodenstrahl-Bildschirm von Philco-Ford (USA) erlaubt die graphische Darstellung der Schaltanlagen und Kraftwerke mit einer Auswahl von 7 Farben (siehe Fig. 5 und 6).

Es ist möglich, auf diesen graphischen Darstellungen für jeden Abgang die momentane Transitenergie, die Sammelschienenspannungen, die Stellung der Stufenschalter der Transformatoren usw. hinzuzufügen. Der Anruf einer Station erfolgt durch Vorwahl von zwei Ziffern auf dem Steuerschaltpult. Ausserdem ist ein Teil des Bildschirmes für an-

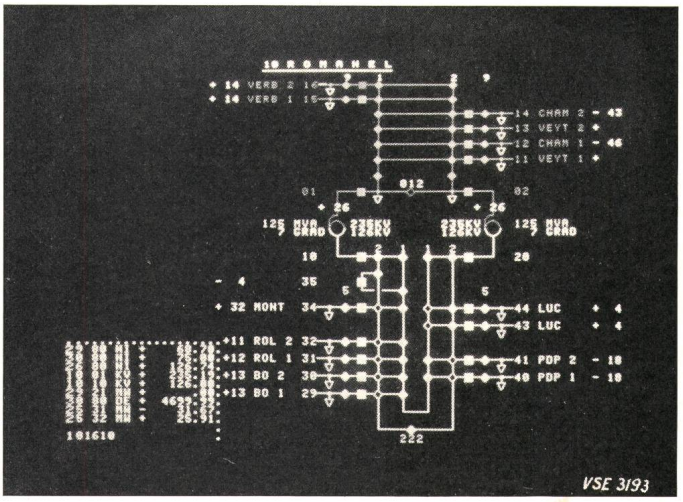

Fig. 6
Graphische Darstellung eines Postens auf dem Display
Photo Germond, Lausanne

dere, von den dargestellten Posten unabhängige Messungen reserviert.

Das Display kann auch für die alphabetische Darstellung von Tabellen, die sich im UDT befinden, benützt werden, wie z. B. eine Transittabelle der Energie und Belastungen.

Das System ist sehr einfach, denn das Zeichnen der Schaltbilder jeder Anlage, die Wahl der anzuzeigenden Messungen oder Tabellen erfolgt «on-line».

3.3.3. Registrierungen

Eine beschränkte Anzahl von Schreibern sind nicht fest zugeordnet, d. h., sie können für jede beliebige Messung des Netzes durch Vorwahl verwendet werden. Alle Informationen, die für Perioden von einer Woche bis zu mehreren Jahren aufgehoben werden müssen, werden auf Magnetband registriert. Sie können jederzeit vom Verwaltungscomputer wieder sortiert und durch ein Programm ad hoc wieder verwendet werden.

3.3.4. Alarme

In Anbetracht, dass der Operateur im CEG allein das Netz zu überwachen hat, ist es wichtig, dass die Informationen in Funktion der notwendigen Interventionen auf ein Mindestmass beschränkt werden müssen. Aus diesem Grunde werden die Alarme pro Station und auf dem Schaltpult pro Funktion gruppiert. Ein etwas mehr detailliertes Alarmprotokoll erlaubt ihm, den Grund einer Störung rechtzeitig zu erkennen, um entsprechende Gegenmassnahmen einleiten zu können.

3.4. Fernsteuerung

3.4.1. Schaltstationen

Es handelt sich um eine Steuerung durch Vorwahl mittels 6 Dekaden. Die zwei ersten Ziffern entsprechen der Wahl der Anlage, die dritte und vierte Ziffer entsprechen dem Abgang, während die fünfte und sechste Ziffer den zu steuernden Apparat bestimmen.

Diese Steuerungen erfolgen auf einem Tastenwähler auf dem Schaltpult. Auf einem darüber befindlichen Digitalanzeiger werden die vorgewählten Ziffern angezeigt und können kontrolliert werden. Die Kontrolle der richtig erfolgten Vorwahl geschieht durch Blinken des entsprechenden Apparatesymbols sowohl auf dem Blindschaltbild als auch auf dem Display. Durch eine Taste kann eine Vorwahl jederzeit annulliert werden.

Nach der kontrollierten Vorwahl genügt ein Druck auf die Befehlstaste, um den Apparat ein- oder auszuschalten. Nach erhaltener Rückmeldung des ausgeführten Befehls ist die Fernsteuerung frei für weitere Befehle, es kann nur ein Befehl nach dem andern vorgewählt und ausgegeben werden.

Wenn nach einer bestimmten Zeit der Befehl nicht ausgeführt ist, wird dies durch einen Alarm angezeigt.

3.4.2. Turbinen und Pumpen

Eine entsprechende Studie hat gezeigt, dass jede Einheit einzeln ferngesteuert werden muss. Die Fig. 7 zeigt die Anordnung auf dem Schaltpult. Diese Fernsteuerung erlaubt die Inbetriebsetzung und Synchronisierung auf Leerlauf durch die örtliche Automatik.

Anschliessend kann auf dem Pult von Hand mittels eines «Multiswitches» die Generatorleistung auf jeden beliebigen Wert zwischen 0 und 110 % reguliert werden. Wenn die

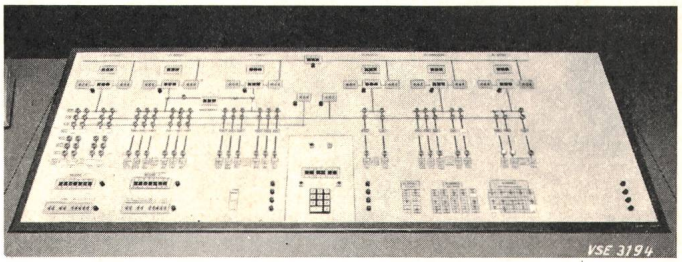

Fig. 7
Teil des Schaltpultes
Photo Germond, Lausanne

Leistung den annähernd gleichen Wert des Netzreglers erreicht hat, kann auf automatische Regulierung umgeschaltet werden. Diese Anlassoperation kann mit einer oder mit mehreren Gruppen gleichzeitig erfolgen. Das Abstellen der Maschinen erfolgt in ähnlicher Weise. Eine gewisse Anzahl von Signalisierungen zeigt an, ob die Gruppe verfügbar ist, ob die örtliche Automatik den Befehl empfangen und ausgeführt hat und auch wenn die Gruppe durch die Schutzrelais ausser Betrieb gesetzt wurde. Der Operateur kann für jeden Generator die Leistung abfragen. Gegenwärtig können die im Wallis befindlichen Gruppen der Kraftwerke Bitsch, Fionnay und Nendaz ferngesteuert werden.

In gleicher Art können auch die Pumpen der Zentrale Veytaux ferngesteuert werden. Es ist möglich, vom CEG von Turbinenbetrieb auf Pumpenbetrieb und umgekehrt umzuschalten. Auch die Blindleistung der Generatoren kann für jede Gruppe ferneingestellt werden.

Die Fernsteuerung der Maschinen erfolgt wie diejenige der Schaltstationen durch den UDT. Beim Ausfall dieses Computers übernimmt der UDR diese Funktion.

3.5. Netzregler

Um die internen Leistungsschwankungen des Netzes auszugleichen und gleichzeitig das Austauschprogramm mit den verbundenen Netzen zu gewährleisten, ist ein automatisches Reguliersystem notwendig. Dies geschieht mit dem Frequenzleistungsnetzregler. Er korrigiert die Frequenz- und Leistungsschwankungen, bezogen auf einen Sollwert, durch Beeinflussung gewisser Produktionseinheiten.

Die von den Kraftwerken und den Übergabepunkten kommenden Messwerte werden mittels permanenter Fernmessungen zentralisiert und von einem Lastverteiler als Summe in analoger Form in den Netzregler eingegeben.

Der Regelbefehl an die Kraftwerke erfolgt in zyklischer Form durch einen Telegyr 707 in Richtung Zentrale–Unterstelle mit einer Zykluszeit von ungefähr 1,5 s. Es ist klar, dass spezielle Massnahmen getroffen werden mussten, damit diese Regelbefehle richtig und ohne Unterbrechung übertragen werden.

3.6. Rückgabe von Messwerten aus dem CEG

Der UDT berechnet die bezogene oder gelieferte Leistung jedes Aktionärs der EOS, d. h. der Energiebezüger. Dieser Wert wird dem Aktionär durch einen Telegyr 707, der wie für die Regelbefehle in Richtung Zentrale–Unterstelle arbeitet, übermittelt. Die Zyklenzeit beträgt ungefähr 3 s. Das Kontrollsystem wurde in diesem Falle vereinfacht, denn es handelt sich nur um Messangaben und nicht um direkt auf die Maschinen wirkende Befehle.

3.7. Verwaltungscomputer

Die beiden Computer UDR und UDT arbeiten durchgehend 24 h direkt mit dem Netz. Sie müssen deshalb eine sehr grosse Betriebssicherheit aufweisen. Für die täglichen Verwaltungsarbeiten ist die «On-line»-Behandlung nicht erforderlich. Es war deshalb logisch, diese zwei Funktionen zu trennen und die Computer gemäss der verlangten Betriebssicherheit zu spezialisieren. Ausserdem entsprechen die Aufgaben der UDR und UDT mehr Prozessrechnern, während die Aufgaben des Energieverkehrs ausschliesslich verwaltungstechnischer Art sind.

Der für die Verwaltung gewählte Computer ist ein Univac 9300 II mit einem Zentralspeicher von 32K bit, zwei Plattenspeichern und 4 Magnetbandeinheiten (siehe Fig. 8). Das Schema Fig. 9 zeigt die Gestaltung des Systems.

Die vom Netz kommenden und durch Prozessrechner auf Magnetband registrierten Informationen werden in den Verwaltungscomputer eingegeben.

Vorher müssen diese Informationen auf Gültigkeit bzw. auf Wahrscheinlichkeit untersucht werden. Ausserdem muss eine Liste der fehlenden oder ungültigen Daten erstellt werden, um dem Operateur zu erlauben, sie zu ergänzen. Das Programm ist so gestaltet, dass nachträglich die fehlenden Daten eingegeben werden können.

Weitere Daten, die durch Telephon oder Telex übermittelt werden, können mittels Lochkarten in den Computer eingegeben werden. Alle diese Informationen werden gemäss ihrer Art sortiert (Zählerstände, Leistungen, Stauseehöhen, Vorgänge usw.) und zeitlich geordnet.

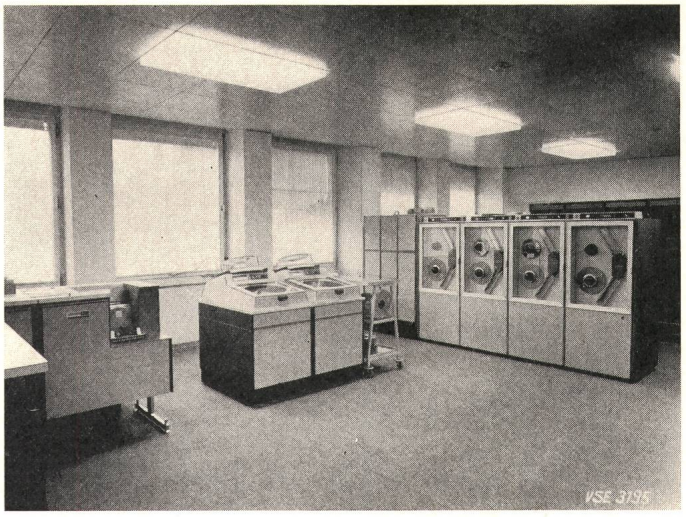

Fig. 8
Computerraum
Photo Landis & Gyr

Die jedem System eigenen Parameter werden in Tabellenform gespeichert und mittels Magnetband oder Platte in den

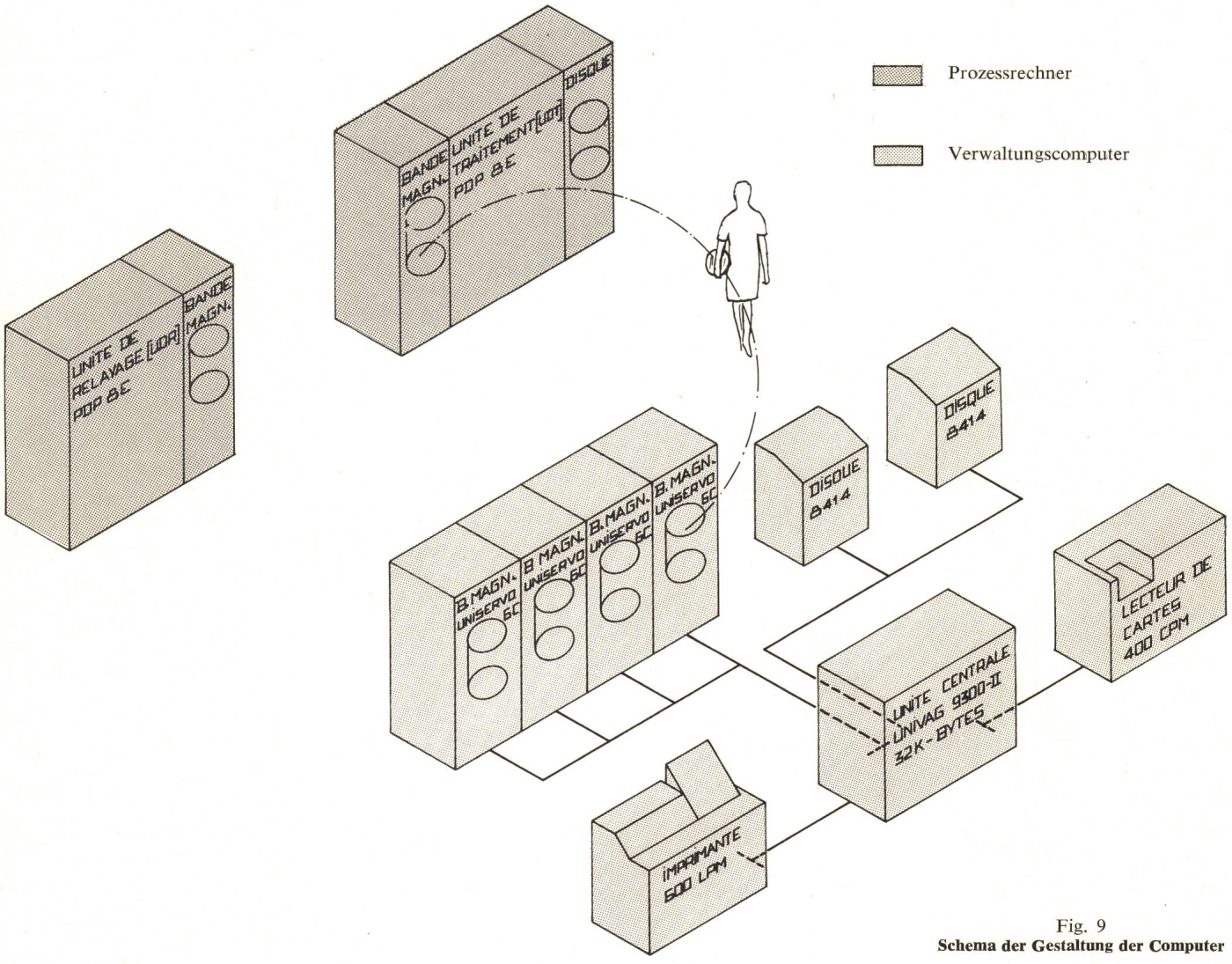

Fig. 9
Schema der Gestaltung der Computer

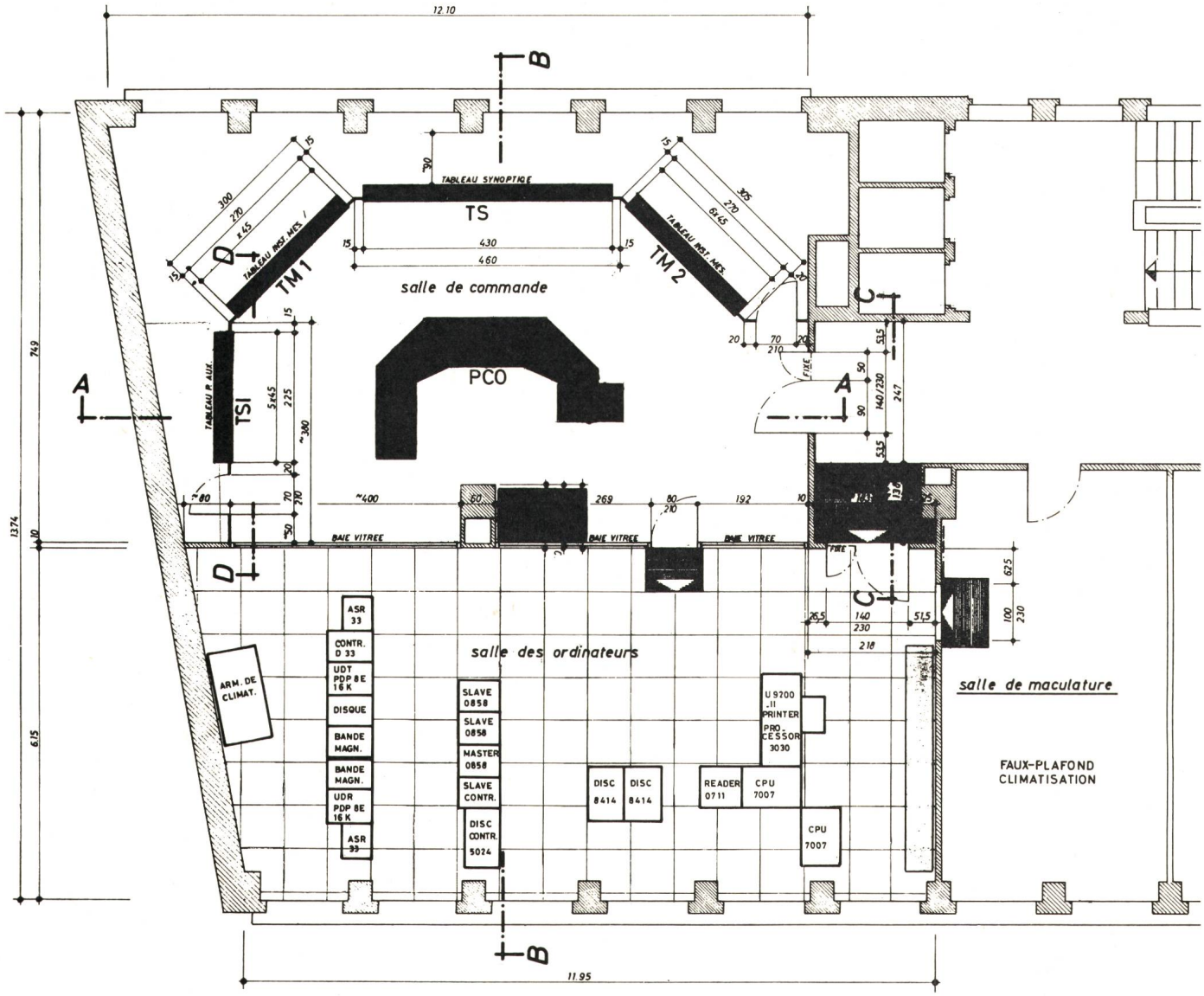

Fig. 10
Disposition des Kommando- und des Computerraums

Computer eingegeben. Wenn auf diese Weise ein Parameter geändert werden muss, braucht nur die entsprechende Tabelle geändert zu werden, ohne das Programm zu ändern.

Das Programm ist so konzipiert, dass ein sehr anpassungsfähiger Betrieb garantiert werden kann. Die Programme sind gemäss einem logischen System so miteinander verkettet, dass Zwischenresultate erhältlich sind, die für den Betrieb oder die Verrechnungen benötigt werden.

3.8. Hilfsbetriebe

Das CEG wird direkt von einer Unterstation des Elektrizitätswerkes der Stadt Lausanne angespiesen. Der UDR, der UDT, die Notbeleuchtung des Zentrums sowie alle 220-V-50-Hz-Kreise, für die kein Unterbruch in Kauf genommen werden darf, werden von einem Wechselrichter von 12,5 kVA, der an eine 220-V-Batterie angeschlossen ist, gespiesen. Der Telegyr, der Dosierschrank mit dem Netzregler, die Interfaces der Prozessrechner, die Signallampen sowie alle Relais der Sicherheitseinrichtungen werden von einer 48-V-Batterie gespiesen. Im Falle eines Unterbruches der städtischen Anspeisung übernimmt eine Benzinnotstromgruppe von 30,5 kVA den 380-V-Betrieb der gesicherten Kreise.

Die Klimaanlagen, der Verwaltungscomputer usw. sind nicht gesichert. Es besteht jedoch die Möglichkeit, diese Ausrüstungen an einen neuen Wechselrichter anzuschliessen.

Für die Klimatisierung des Kommandoraumes, des Computerraumes und des Relaisraumes wurden individuelle Einheiten vorgesehen. Diese Lösung ermöglicht eine bessere Anpassung der Klimatisierung an die sich bisweilen widersprechenden technischen Bedingungen der einzelnen Räume. Ausserdem erleichtert sie zukünftige Änderungen oder Vergrösserungen des CEG.

4. Schlussbemerkung

Das modulare System aller Einrichtungen des CEG, sowohl in den Aussenstationen wie auch im Zentrum, erlaubt ohne Schwierigkeit die notwendigen Anpassungen oder Erweiterungen bei Änderungen der Betriebsbedingungen in den Kraftwerken oder Schaltstationen.

Diese Modularität erlaubt ausserdem, nur für den jeweiligen Stand zu investieren und es muss kein Material für eventuellen späteren Gebrauch, dessen Umfang schwer abzuschätzen ist, vorgesehen werden. Dadurch können die An-

schaffungskosten bei optimaler Ausnutzung aller Einrichtungen stark reduziert werden.

Im CEG wurden Bauelemente modernster Technologie verwendet. Es handelt sich namentlich um die Anwendung von zahlreichen integrierten Bausteinen, der Verwendung von Computern für Datenkontrolle und -erfassung sowie der Verrechnung, der Verwendung eines Displays für die Übersicht der Kraftwerke und Schaltstationen und der Verwendung von Miniaturapparaten auf dem Schaltpult und dem Blindschema. Diese Technologie, die eine grosse Betriebssicherheit garantiert, hat auch eine grosse Platzersparnis erlaubt. Die Fläche des Kommandoraumes, inbegriffen den Raum hinter den Schalttafeln, beträgt 80 m², der Computerraum hat die gleiche Fläche. Die Hilfsbetriebe, die Schränke des Telegyr, der Dosierung, des Netzreglers usw. sowie der Rangierverteiler benötigen nur 90 m². Das CEG mit sämtlichen Ausrüstungen beansprucht nur ungefähr 250 m².

Ein weiterer grosser Vorteil dieser modernen Technologie ist der schwache Stromverbrauch der Geräte, was weitgehend die Investierungskosten verkleinert und die Hilfsbetriebe vereinfacht.

Das integrierte System, in dem alle Informationen gleichartig behandelt werden, erlaubt eine logische Entwicklung aller Operationen wie Kontrollieren, Sortieren, Behandeln usw. Die Sicherheit kann dadurch dort erhöht werden, wo es tatsächlich nötig ist, und unnötiges Zubehör kann weggelassen werden. Die Betriebssicherheit der Anlage kann den Bedürfnissen und den Erfahrungen des Betriebes angepasst werden.

Die Inbetriebnahme des neuen Betriebs- und Verwaltungszentrums ist in verschiedenen aufeinanderfolgenden Etappen erfolgt; sie begann am 1. Oktober 1972. Das wichtigste Material wurde Anfang Juli 1971 bestellt.

Adresse des Autors:
J.-M. Kälin, Vizedirektor EOS, 12, place de la Gare, 1001 Lausanne.

Mitteilungen

73. Kontrolleurprüfung

Vom 7. bis 9. August 1973 fand in Luzern die 73. Prüfung von Kontrolleuren für elektrische Hausinstallationen statt. Alle 6 Kandidaten haben die Prüfung bestanden.

Es sind dies:	Beutler Walter	Matten BE
	Graeppi Raynold	Genf
	Hächler Heinrich	Murten
	Hug Otmar	Gossau SG
	Rosset Roger	Collonge-Bellerive
	Rubin Beat	Basel

Eidg. Starkstrominspektorat

Statistische Mitteilungen

Der Landesindex der Konsumentenpreise Ende August 1973

Der vom Bundesamt für Industrie, Gewerbe und Arbeit berechnete Landesindex der Konsumentenpreise, der die Preisentwicklung jener Konsumgüter und Dienstleistungen wiedergibt, die im Haushalt von Arbeiter- und Angestelltenfamilien von Bedeutung sind, stellte sich Ende August 1973 auf 139,0 (September 1966 = 100) und lag somit um 0,4 % über dem Stand zu Ende Juli von 138,5 und um 8,3 % über dem Stand vor Jahresfrist von 128,4.

Bestimmend für die Entwicklung des Landesindex im August waren Preisaufschläge in den Bedarfsgruppen Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren sowie Bildung und Unterhaltung. Rückläufig war dagegen die Gruppenziffer für Heizung und Beleuchtung infolge einer Abschwächung der in den vorhergehenden Monaten stark gestiegene Heizölpreise. Bei den Nahrungsmitteln fielen vor allem die höheren Indexziffern für Gemüse und Früchte ins Gewicht. Leichte Preiserhöhungen verzeichneten ferner Importeier, Poulets und Konserven aller Art, während die Kartoffelpreise etwas nachgaben. Über dem Stand der Vorerhebung lagen in der Gruppe Getränke und Tabakwaren die Preise für Wein, Spirituosen, Zigarren und Rauchtabak. In der Gruppe Bildung und Unterhaltung wurden Preiserhöhungen für einige Zeitungen und Zeitschriften sowie für verschiedene Schreibmaterialien gemeldet.

Für die neun Bedarfsgruppen lauten die Indexziffern für Ende August 1973 wie folgt: Nahrungsmittel 129,6, Getränke und Tabakwaren 134,5, Bekleidung 132,2, Miete 164,9, Heizung und Beleuchtung 159,0, Haushalteinrichtung und -unterhalt 120,1, Verkehr 136,9, Körper- und Gesundheitspflege 143,1, Bildung und Unterhaltung 131,9.