Zeitschrift: Schweizerische Bauzeitung

Herausgeber: Verlags-AG der akademischen technischen Vereine

Band: 90 (1972)

Heft: 22

Artikel: La centrale de Vianden: problèmes causés par l'exploitation et résultats obtenus

Autor: Wehenkel, L.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-85214

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: 12.07.2025

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

La centrale de Vianden

Problèmes causés par l'exploitation et résultats obtenus

DK 621.221.4.004

Par **L. Wehenkel**, ing. dipl., Vianden [1])

1. La disposition générale de la centrale de Vianden

La centrale hydroélectrique de pompage de Vianden au Grand Duché de Luxembourg à été construite de 1959 à 1964. Son premier groupe fut mis en service le 7 octobre 1962. Mon but d'aujourd'hui n'est pas de donner une description de cette installation remarquable à beaucoup de points de vue. D'autres auteurs ont traité ce sujet à de nombreuses reprises, et j'éviterai autant que possible de répéter ce qui a déjà été dit [2]).

Depuis la mise en service de Vianden il y a 8 ans, l'idée de l'accumulation d'énergie par pompage a fait son chemin et de nouvelles installations semblables à Vianden surgissent dans de nombreux pays. Aussi sera-t-il intéressant de donner un aperçu du mode d'exploitation actuel de cette installation ainsi que de ses effets sur la tenue mécanique des machines et des ouvrages. Dans cet ordre d'idées je n'aborderai pas les problèmes généraux et je me bornerai autant que possible à ce qui est spécifique aux centrales de pompage.

Le principe de travail de la Centrale de Vianden est celui du pompage en circuit fermé entre deux retenues de volumes égaux situées à des altitudes qui diffèrent de 280 m (fig. 1). Puisque le bassin supérieur artificiel qui est implanté sur un haut-plateau est dépourvu de tout apport naturel d'eau, l'accumulation d'énergie hydroélectrique ne peut s'y faire que par pompage. A cet effet, on utilise l'énergie excédentaire fourni par le réseau pendant les heures de faible consommation.

Etant donné la courbe de charge du réseau sur laquelle nous reviendrons plus loin, on a choisi un cycle journalier de 8 heures de pompage et de 4,25 heures de turbinage à pleine puissance.

Si l'on se donne la capacité des bassins, soit environ 6 millions de m³, et la hauteur de chute définie par les données topographiques, la puissance à installer se déduit directement du cycle de travail choisi. Ainsi on est arrivé à une puissance de 900 MW pour la marche en turbine et de 630 MW pour la marche en pompe. Cette puissance se répartit sur 9 groupes ternaires de turbinage-pompage dont les puissances unitaires sont respectivement 100 et 70 MW pour les deux modes de fonctionnement. Dans la suite de l'exposé, je reviendrai sur la conception mécanique de ces groupes. Retenons simplement qu'ils sont d'un type très répandu en Allemagne caractérisé par des temps de démarrage et d'inversion très courts.

2. Les réseaux des partenaires

L'ordre de grandeur de la puissance qu'on a pu installer au site de Vianden, a amené le Gouvernement Luxembourgeois, initiateur du projet, à s'associer avec un partenaire étranger, disposant d'un réseau capable d'absorber la production et de fournir le courant de pompage. C'est pourquoi les deux actionnaires principaux de la Société Electrique de l'Our (SEO) sont actuellement l'Etat Grand Ducal et la Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk (RWE). C'est avec cette Société que la SEO a conclu un contrat de fourniture d'énergie qui définit les conditions d'exploitation de la Centrale de Vianden.

La RWE dispose du réseau le plus puissant d'Allemagne occidentale qui s'étend notamment sur une grande partie de régions industrialisées de la Rhénanie, de la Ruhr et de la Sarre. Actuellement la capacité de ce réseau est définie par les données suivantes (fig. 2):

- Pointe de consommation 1970 13 400 MW
- Puissance nette installée le 31.12.1970 15 030 MW (rép. fédérale 48 000 MW)
- Production 1970 env. 65 TWh (rép. fédérale 250 TWh)

[1]) Text remanié de l'exposé fait le 4 mai 1971 à Bruxelles dans le cadre d'une session de perfectionnement de la Société Royale Belge des Electriciens.

[2]) Nous réferons à la description dans notre periodique SBZ *80* (1962), H. 26, S. 465 et SBZ *89* (1971) H. 15, S. 341.

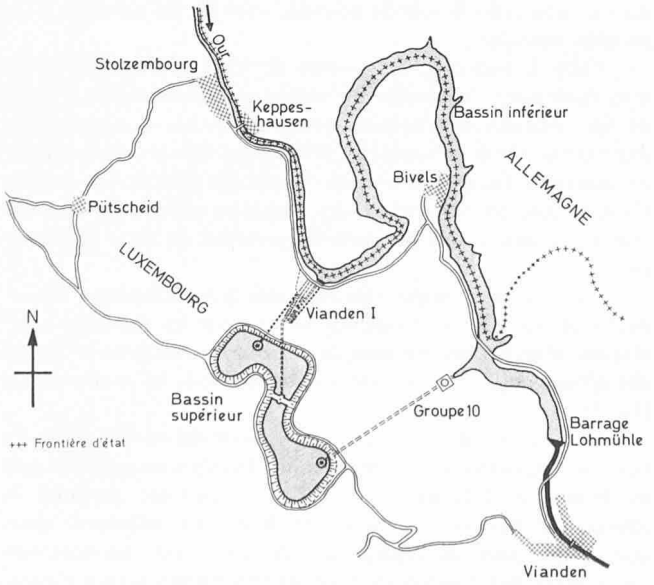


Fig. 1. Centrale de Vianden, plan de situation, 1:60 000

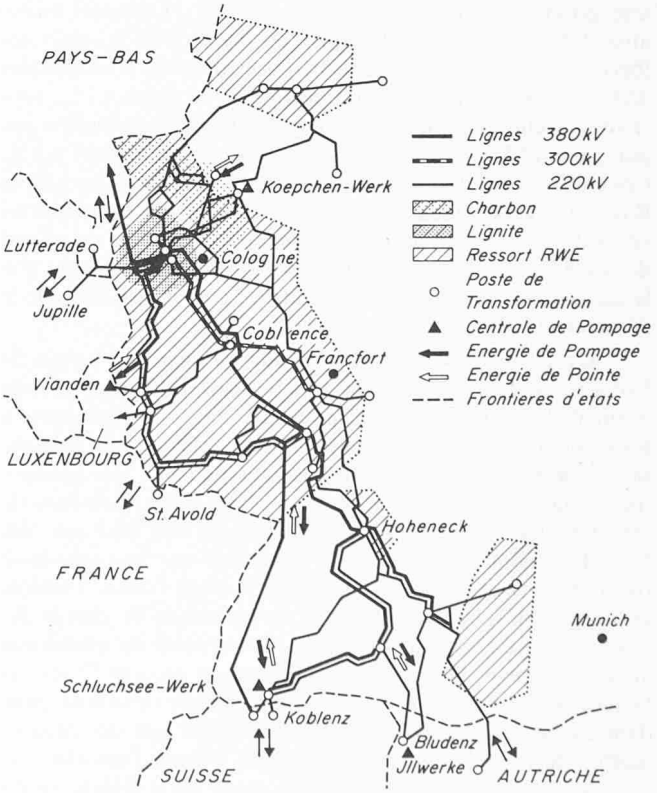


Fig. 2. Carte schématique du réseau RWE

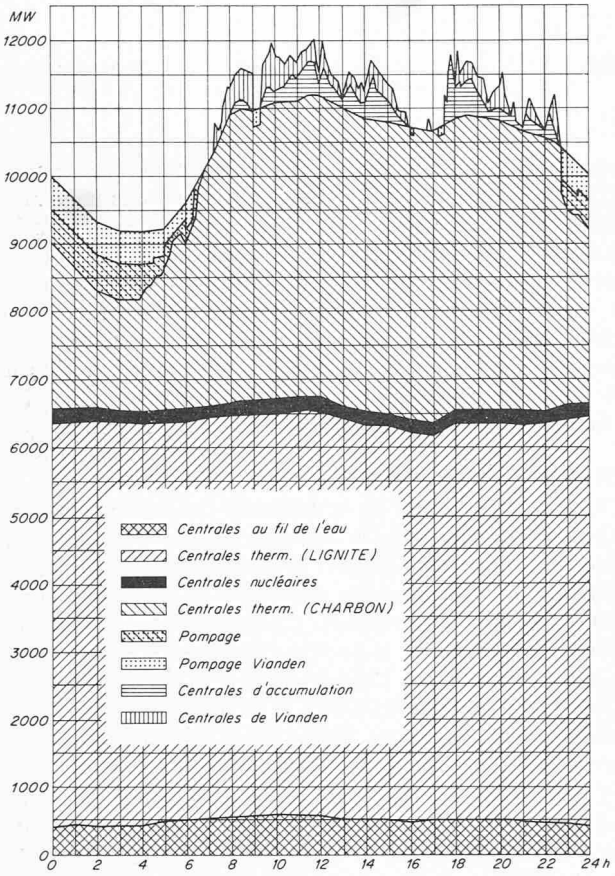


Fig. 3. Diagramme de charge du réseau RWE, journée caractéristique (22 octobre 1970)

La puissance installée se répartit inégalement sur toute une gamme de modes de production, soit: – Centrales nucléaires 1,4%, centrales thermiques au lignite 43,5%, centrales thermiques alimentées au charbon et à d'autres combustibles 32,6%, centrales hydroélectriques au fil de l'eau 4,7%, centrales d'accumulation, y compris centrales à accumulation par pompage 13,8%, importation (part fixé par contrats) 4,0%. Ces chiffres comprennent aussi bien les centrales propres de la RWE que celles des autres réseaux dont la RWE dispose en vertu de contrats de fourniture d'énergie. Le cycle de travail de ces différents types de centrales électriques est illustré par le diagramme de charge d'une journée caractéristique soit le 22 octobre 1970 (fig. 3).

Actuellement ce sont *les centrales au lignite* du bassin de Cologne et d'Aix-la-Chapelle qui fournissent la plus grande partie de l'énergie de base. Elles consomment le combustible à proximité immédiate de gisements très puissants où la mécanisation de l'extraction est extrêmement poussée. Les groupes thermiques les plus récents font partie du palier technique de 300 MW. Ces groupes sont caractérisés d'une part par des frais de production très bas, d'autre part par une souplesse très réduite. Les temps de démarrage sont de l'ordre 4 heures de l'arrêt à la pleine puissance. Des variations de charge dépassant 10% entraînent une détérioration rapide du rendement aussi bien que de la tenue mécanique de ces groupes. Tous ces facteurs expliquent leur utilisation à puissance constante, pendant 24 heures par jour. Notons cependant que des progrès récents de la technique du réglage ont permis d'associer une part de 10% de leur puissance à la tenue de la fréquence du réseau par le réglage primaire.

Les *centrales nucléaires*, dont l'importance dans le réseau va en croissant, ont en principe une fonction analogue à celle des centrales au lignite.

Les *centrales* du réseau RWE *alimentées au charbon,* dont la plupart se trouvent dans le bassin de la Ruhr, ont en général des frais de production plus élevés que les centrales de la première catégorie. Leur temps de démarrage de l'arrêt au couplage est d'environ 3 heures; pour passer de la marche à vide à la pleine puissance, ces unités mettent de 30 min à 1 heure. Les centrales de cette catégorie sont utilisées en premier lieu pour le réglage grossier. Elles travaillent sur programme et, notamment la nuit, elles sont arrêtées ou travaillent à puissance réduite.

Les centrales au fil de l'eau, dont la puissance n'est pleinement disponible que pendant une fraction de l'année, participent pour une part assez faible à la production d'énergie de base.

Enfin la dernière catégorie qui nous intéresse particulièrement, c'est-à-dire les *centrales d'accumulation naturelle ou par pompage* sont destinées à faire le réglage fin de la charge du réseau. Contrairement aux groupes thermiques, ces unités se caractérisent par l'extrême souplesse avec laquelle elles permettent d'opérer des changements de régime et de suivre les variations de charge. Dans le prix de revient du kilowatt-heure produit par ces centrales, la part des frais fixes est prépondérante. C'est pourquoi elles deviennent rentables pour les pointes de durée annuelle moyenne à condition que leurs frais d'installation spécifiques restent assez bas. Comme nous le verrons plus loin, cela correspond également à leurs possibilités techniques.

Dans le réseau RWE les groupes hydroélectriques des centrales d'accumulation ne sont soumis à aucun programme fixe. Au fur et à mesure des besoins, ils sont démarrés et arrêtés à la demande du dispatching central de Brauweiler, près de Cologne. Pendant la marche en turbine, c'est-à-dire surtout pendant les heures de pointe de la journée, ils sont en général astreints au réglage fréquence-puissance du réseau RWE. Un régulateur centralisé, installé à cet effet à Brauweiler, commande l'ouverture des vannages de différents groupes de façon à maintenir les puissances échangées entre RWE et les grands réseaux voisins, à des valeurs fixées par contrat, tant que la fréquence reste à sa valeur nominale. En cas d'écart de 50 Hz, le réglage primaire intervient d'abord de façon à rétablir l'équilibre. Si l'écart est dû à un défaut dans le réseau voisin et qu'il persiste malgré l'action du réglage primaire, il se produit automatiquement un flux d'énergie vers ce réseau jusqu'à ce que celui-là soit de nouveau capable de subvenir à ses propres besoins.

Dans le cadre de ce système de réglage, c'est RWE qui intervient pour l'ensemble du réseau ouest-allemand, à l'aide de ses centrales hydroélectriques à réservoirs saisonniers ou journaliers. Dans certains cas, RWE peut être amené à utiliser les centrales d'accumulation en dehors des périodes de pointe. C'est le cas, en particulier, des centrales alimentées par des réservoirs saisonniers pendant les périodes de forte hydraulicité.

La nuit, les pompes des centrales d'accumulation absorbent une partie de la puissance fournie par les centrales thermiques; elles permettent ainsi de maintenir constante la charge des groupes dont les frais de production sont les moins élevés (fig. 3).

Comme les turbines, les pompes sont démarrées selon les besoins, à la demande du dispatching. Puisque les pompes sont en général à diffuseurs fixes, elles ne peuvent moduler la charge que par tout ou rien, c'est-à-dire par échelons, alors que ce qui reste du réglage fin, est repris par les centrales thermiques, par d'autres usines hydroélectriques ou par l'interconnexion.

Les centrales d'accumulation du réseau RWE totalisent aujourd-hui une puissance installée de 2075 MW qui se répartit de la façon suivante par régions (fig. 2): Autriche 600 MW, Allemagne du sud 405 MW, Rhénanie-Ruhr 170 MW, Vianden 900 Mw.

Nous voyons ainsi que seulement une faible proportion de la puissance modulable disponible pour les pointes se trouve installée dans la région consommatrice. Une part importante provient de régions montagneuses éloignées de plus de 600 km des centres industriels qui l'absorbent. Les kilowatt-heures produits par ces centrales sont grevés de frais de transport très élevés. Ceci montre l'intérêt de l'aménagement de Vianden, situé à proximité immédiate des régions alimentées par le réseau RWE et disposant à lui seul de 43% de la puissance disponible pour couvrir les pointes et de 55% de la puissance de pompage.

3. Les fonctions de la Centrale de Vianden

Ces considérations générales permettent de dégager quatre fonctions essentielles de notre usine:

En premier lieu, la centrale fut conçue comme *instrument de valorisation ou de transfert d'énergie*. Le courant bon marché fourni pendant les heures creuses c'est-à-dire en général pendant la nuit sert à remplir la retenue sepérieure à l'aide d'un nombre variable de groupes de pompage. Pendant la journée, l'énergie ainsi stockée est de nouveau transformée en courant électrique dans les turbines de nos groupes. Le rapport de 1 à 4 entre les prix du courant absorbé et du courant fourni explique la rentabilité de cette opération.

Celle-ci n'est assurée en principe que dans une tranche de puissance dont la faible durée d'utilisation annuelle ne justifierait pas la construction d'une nouvelle unité thermique. Si l'on tient compte que de ce point de vue énergétique, il est donc intéressant de turbiner chaque fois que l'alternative thermique correspond au démarrage d'un vieux groupe dont le prix de revient dépasse une certaine limite. Le corollaire est qu'il faut pomper chaque fois que la charge du réseau tombe en-dessous d'un certain seuil endessous duquel sans la présence de centrales de pompage, on serait amené à réduire la charge d'un groupe thermique moderne à rendement élevé, dont le prix de revient de l'energie est inférieur à une valeur donnée. Subsidiairement, le pompage permet d'augmenter la charge nocturne, et par cela d'améliorer le rendement d'un certain nombre de groupes thermiques qui peuvent ainsi fournir une puissance constante. Ce gain secondaire améliore la rentabilité de la valorisation d'énergie.

C'est en fonction de ces considérations et sur la base de la structure du réseau vers 1958 que la puissance installée de 900 MW, et les temps de marche théoriques de 4,25 et de 8 heures par jour ont été déterminés. Ces données laissaient prévoir une production annuelle de 1,3 milliards de kWh. En réalité ce chiffre ne fut jamais atteint, fig. 4, et comme le montre le diagramme, un maximum de 880 millions de kWh fut réalisé en 1966. Cet écart important entre les prévisions et les résultats effectifs a différentes raisons:

D'abord, les besoins du réseau restaient pendant de longues années en-dessous des prévisions des années cinquante, situation qui s'aggrava pendant la récession économique des années 67 et 68.

Une deuxième cause est la diminution progressive du temps disponible pour le pompage nocturne, par suite des modifications des habitudes des consommateurs causées avant tout par la multiplication du nombre de récepteurs de télévision et de radiateurs à accumulation.

Cependant, malgré un accroissement sensible de la demande qui s'est manifesté depuis 1969, différentes raisons laissent prévoir que même si le réseau doit faire face à une

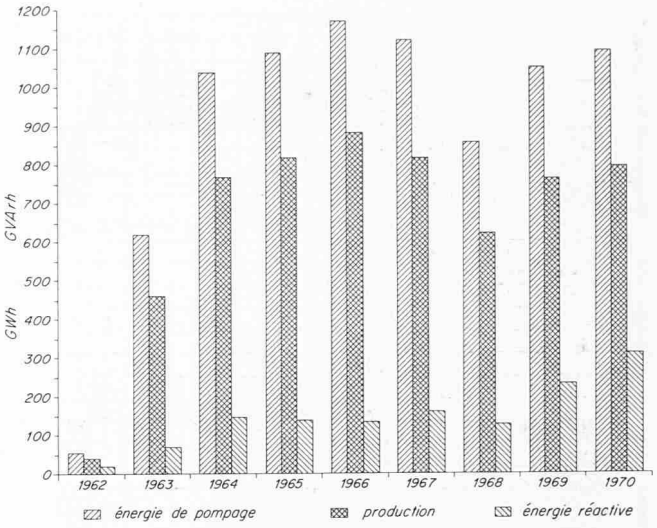


Fig. 4. Echange d'énergie annuelle de la Centrale de Vianden, 1962 à 1970

demande accrue, l'utilisation de la centrale restera en-dessous des prévisions initiales. Du seul point de vue du transfert d'énergie la Centrale de Vianden serait évidemment amenée à fournir chaque jour, si le réseau le permettait, une fraction aussi élevée que possible des 3,7 millions kWh qui correspondent à la capacité de la retenue supérieure. Par ailleurs, pendant la marche en turbine, on serait amené à maintenir les groupes au voisinage du point à rendement optimum, c'est-à-dire entre 75 et 100% de leur puissance nominale.

Or il n'en est rien, car une deuxième fonction importante de nos groupes est *la tenue de la fréquence du réseau*. Pendant la marche en turbine, un nombre de groupes déterminé par le dispatching en fonction des besoins momentanés est à cet effet asservi au téléréglage du réseau RWE dont j'ai défini les fonetions essentielles au début de l'exposé.

Comme la part de la puissance modulable produite par des unités hydroélectriques à haute chute est relativement réduite dans notre réseau, on a intérêt à faire varier la valeur de consigne de 0 à 100% de la puissance nominale, de façon à disposer d'une plage de réglage suffisamment large. Cette exigence nous conduit souvent à nous éloigner sensiblement de la marche à rendement optimum. Le rendement global de l'installation se trouve réduit à environ 72%, tandis que le rendement optimum théorique dépasse les 76%.

C'est surtout la troisième fonction de notre centrale, celle de *réserve instantanée*, qui explique la faible utilisation de nos installations. En raison de leur grande souplesse, nos groupes sont à même de remplacer dans quelques minutes un groupe thermique avarié en attendant le démarrage et la mise en charge d'une autre unité thermique. De même lorsqu'un gros consommateur est coupé du réseau, notre centrale peut rétablir l'équilibre presque instantanément. D'abord en arrêtant un nombre requis de turbines, ensuite en démarrant des pompes, elle joue alors le rôle d'une réserve instantanée à signe négatif.

Cette réserve peut être mise à disposition de différentes manières: A un instant donné, tous les groupes de la centrale qui, bien qu'arrêtés, sont prêts au démarrage automatique, soit en turbine, soit en pompe, constituent une réserve disponible dans un temps de l'ordre de 2 à 3 minutes. Mais, comme le couplage au réseau implique malgré tous les perfectionnements de l'appareillage automatique une insécurité, on prévoit généralement une 2ème réserve dite «tournante» constituée, soit de groupes travaillant en compensateur synchrone, avec

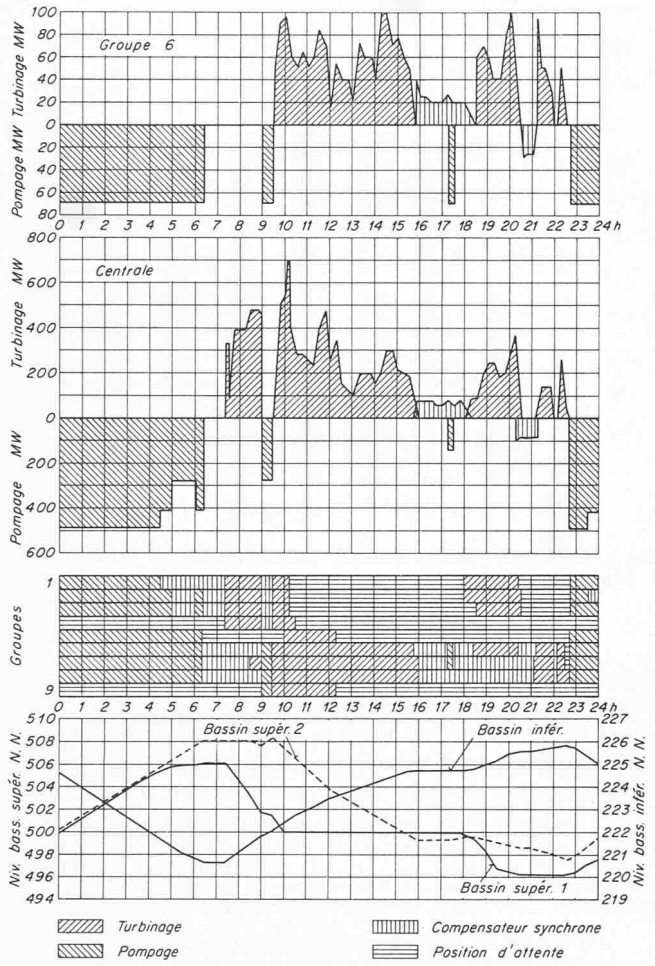


Fig. 5. Diagramme de charge de la centrale et d'un groupe, jeudi 22 octobre 1970

turbines dénoyées, soit de groupes travaillant en turbine à charge réduite. La puissance ainsi rendue disponible peut être injectée dans le réseau sans synchronisation préalable dans un délai de 15 sec à 1 min suivant les cas.

Une conséquence directe de l'utilisation de la centrale d'accumulation comme réserve instantanée est la marche à charge réduite des groupes aussi bien que de l'ensemble de la centrale pendant de longues périodes de la journée. Il est évident que ces impératifs nous éloignent considérablement de l'optimum énergétique (fig. 5).

D'autre part, le réseau a toujours intérêt à laisser un certain volume d'eau résiduel dans la retenue supérieure, de façon à disposer à tout instant de la réserve instantanée, au moins pour une durée limitée. Le maintien de cette réserve énergétique conduit évidemment à une diminution sensible de la production journalière. La perte financière qui en résulte n'est qu'apparente, car la tenue de la fréquence et l'existence d'une réserve instantanée améliorent la sécurité du réseau et permettent d'éviter des incidents graves tel que celui qui s'est produit au Nord-Est des Etats Unis le 9 novembre 1965. La perte de production est donc compensée par un gain réel, bien que difficilement chiffrable.

Une quatrième fonction de la Centrale de Vianden, moins importante que les trois précédentes, consiste *à agir sur la répartition du flux d'énergie* sur les différentes grandes artères qui forment le réseau, de façon à éviter des surcharges et des déclenchements. Cette nécessité nous amène même parfois à démarrer les pompes en pleine période de pointe, ce qui est contraire aux exigences de la valorisation de l'énergie et de la tenue de fréquence.

Ainsi (fig. 2), en hiver 1962/63, les conditions atmosphériques obligeaient RWE à effectuer d'importantes fournitures de secours aux pays alpins. Du fait de la charge exceptionnelle de la liaison Nord-Sud à 380 kV, les transformateurs 380/220 kV installés près de la frontière suisse risquaient d'être surchargés. Comme ces surcharges étaient généralement de courte durée,

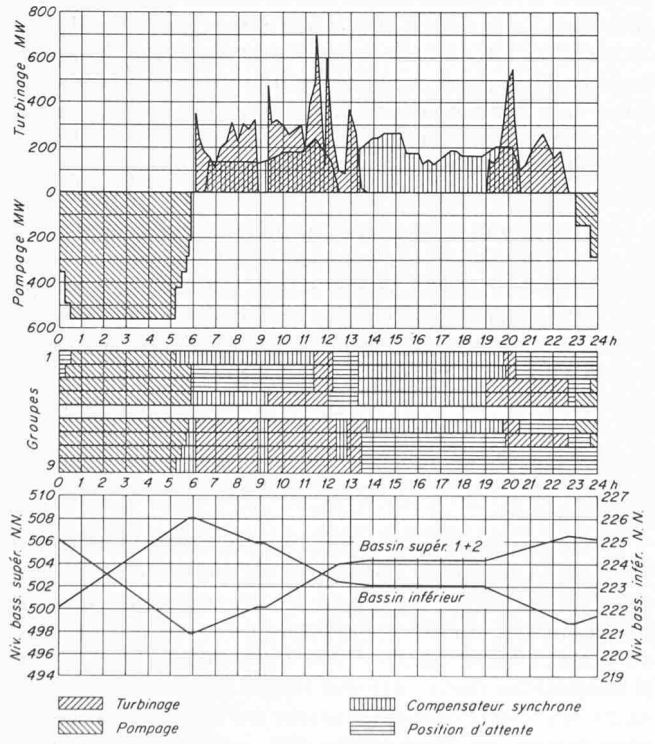


Fig. 6. Diagramme de charge du jeudi 27 août 1970

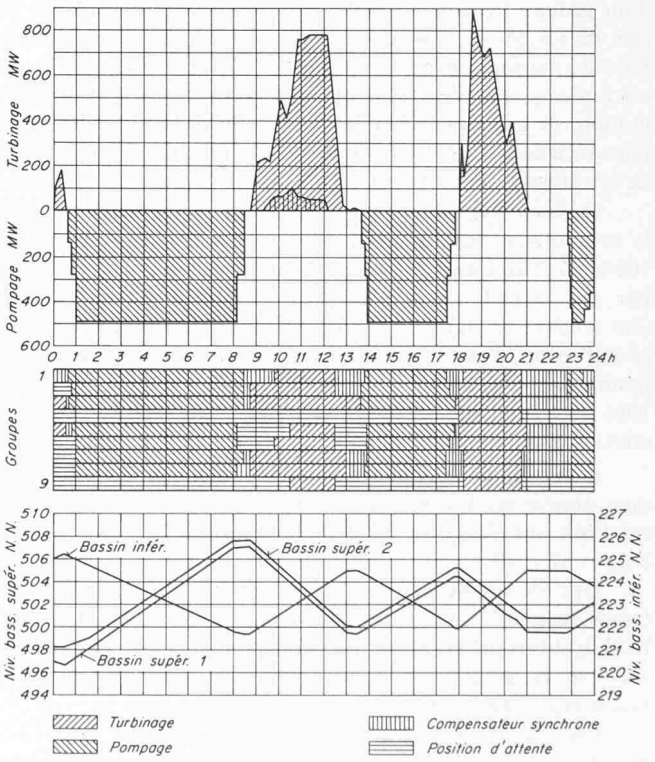


Fig. 7. Diagramme de charge du dimanche 18 octobre 1970

on pouvait facilement les compenser par la mise en service de pompes à Vianden pendant quelques minutes.

Il est évident que des opérations comme celles que je viens de décrire sont relativement rares et de courte durée, mais elles donnent un exemple intéressant de l'utilisation à fins multiples d'une centrale de pompage.

Enfin, notons que notre centrale sert parfois à produire ou à absorber de *l'énergie réactive*. A cet effet nos machines synchrones sont prévues pour les puissances apparentes suivantes:

En compensateur synchrone, de —70 à +75 MVAr
En turbine à 100 MW, de —55 à +43 MVAr
En pompe à 70 MW, de —60 à +40 MVAr

Par ce moyen, nos groupes permettent de régler la tension du réseau 220 kV des régions voisines. Ce réglage se fait manuellement depuis notre salle de commande.

Il est entendu qu'il n'existe pas de limites nettes entre les différentes fonctions d'une centrale d'accumulation que je viens de décrire. Ainsi par exemple si nos machines interviennent lors d'un incident d'un groupe thermique, elles agissent en premier lieu comme réserve instantanée, mais en même temps elles continuent à maintenir constante la fréquence du réseau et comme il y a alors pénurie de courant dans le réseau, on peut dire qu'elles produisent de l'énergie chère ce qui correspond bien à la fonction de valorisation d'énergie. De même pendant les pointes journalières, nos turbines sont utilisées simultanément au réglage et à la valorisation de kilowatt-heures et selon le moment de la journée l'un ou l'autre point de vue peut l'emporter.

4. Diagrammes de charge

Il est interessant de poursuivre les particularités de quelques diagrammes de charge des dernières années qui peuvent être considérés comme caractéristiques de notre mode d'exploitation.

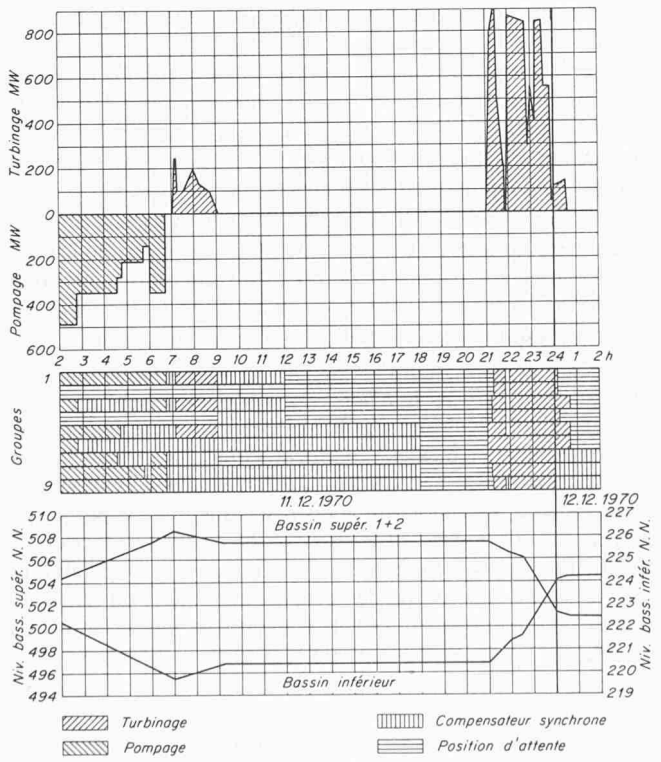


Fig. 8. Diagramme de charge du vendredi 11 décembre 1970

Comme le montre le diagramme du jeudi *22 octobre 1970* (fig. 5) nos machines ont en premier lieu à faire face aux trois pointes journalières qui caractérisent la plupart des réseaux des pays industrialisés. La pointe du matin de 7 à 9 heures, la pointe de midi de 9 h 30 à midi et qui se poursuit parfois en début d'après-midi, due surtout aux cuisinières électriques et la pointe du soir plus marquée en hiver qui se prolonge souvent jusqu'à minuit et au delà à cause de la télévision.

Un phénomène assez particulier du réseau allemand est la diminution brusque de la charge à 9 heures du matin. Elle est due à l'habitude de nos voisins de prendre le café et d'arrêter leur machines-outils à cette heure. Pendant ce laps de temps nous sommes souvent amenés à démarrer une ou plusieurs pompes pendant 20 à 30 minutes, ceci bien que le critère de rentabilité de la marche en pompe, c'est-à-dire l'abaissement de la charge du réseau en-dessous d'un seuil donné ne soit pas rempli. Néanmoins, le démarrage des pompes s'impose à cause de la rapidité et de la courte durée du phénomène, qu'on ne saurait maîtriser aussi facilement à l'aide des centrales thermiques. Nos groupes reprennent ici la fonction du maintien de la fréquence, mais cette fois-ci dans le sens négatif, et la modulation de la charge se fait manuellement, par échelons.

Comme le montre le diagramme de charge du jeudi *27 août 1970* (fig. 6) cela n'est pas nécessaire tous les jours. Souvent, il suffit qu'à 9 heures, on arrête les turbines ou qu'on réduise leur débit.

Le diagramme du dimanche *18 octobre 1970* (fig. 7) nous montre qu'il arrive également que l'on pompe pendant les heures de faible charge du réseau de l'après-midi. Comme à 9 heures, cette façon de faire ne semble pas être rentable du seul point de vue du transfert d'énergie.

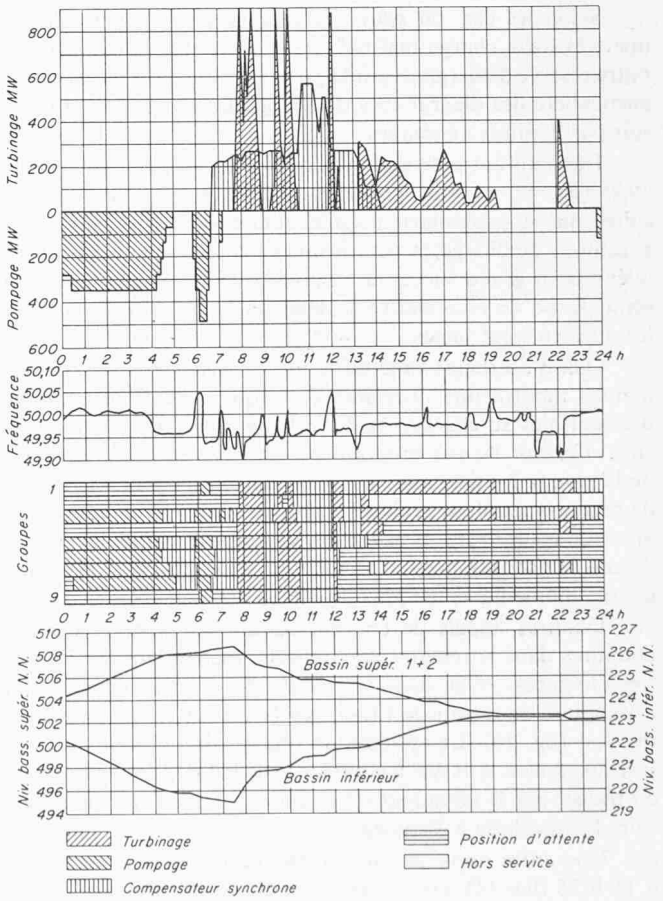


Fig. 9. Diagramme de charge et enregistrements de la fréquence, lundi 21 décembre 1970

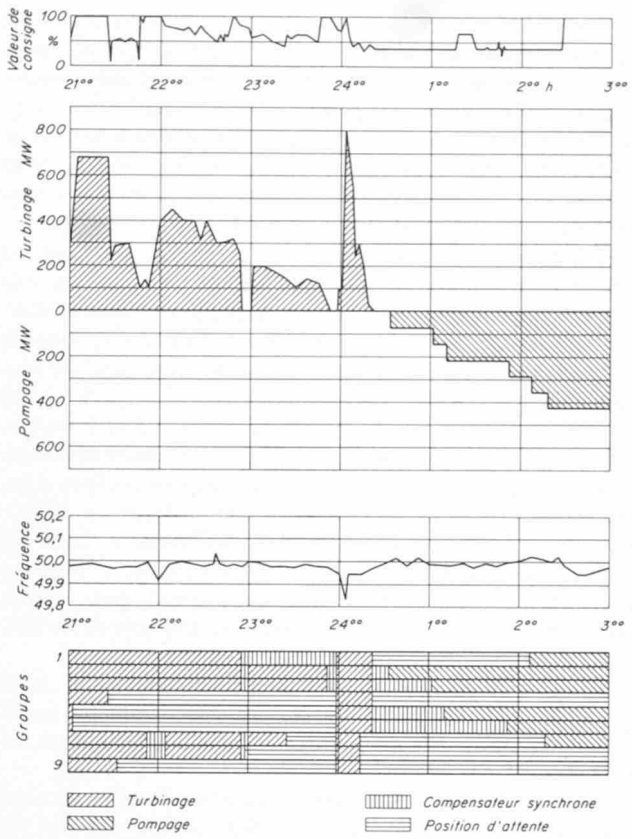


Fig. 10. Diagrammes de charge et enregistrements de la consigne de la fréquence, 29 et 30 décembre 1967 (incidents en Italie)

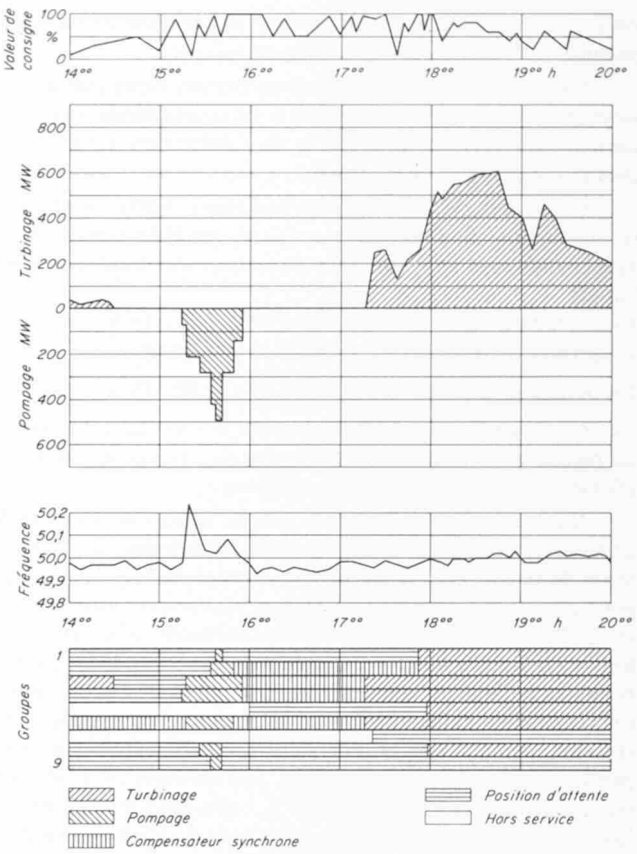


Fig. 11. Diagramme de charge et enregistrements de la consigne et de la fréquence, 16 février 1967

Selon les cas, on peut expliquer le phénomène soit par une très forte charge matinale qui nous oblige à reconstituer notre réserve d'énergie avant la pointe du soir, soit par la forme particulière des diagrammes de charge des dimanches et fêtes, soit par d'autres anomalies.

Dans un autre diagramme, celui du *vendredi 11 décembre 1970* (fig. 8) on voit plusieurs pointes successives dans la soirée qui se prolongent jusqu'à minuit 40. On reconnait les variations de charge caractéristiques pendant une émission de télévision à grand succès et en poussant l'analyse plus loin, il serait facile de reconnaître le début et la fin de l'émission et les différents entr'actes.

Quant au diagramme du lundi *21 décembre 1970* (fig. 9), il nous montre une interférence typique avec le programme des centrales au charbon et des échanges avec les réseaux voisins. Ce jour là, ces programmes prévoyaient une réduction de la charge à midi, mais pour une raison inconnue la pointe de consommation se prolongea jusqu'à midi 5. Il en résulte un appel de courant très brusque qui se traduisit par le démarrage de nos 9 groupes pour moins de 10 minutes, mais avec une charge momentanée de plus de 900 MW.

D'autres appels de courant instantanés sont dûs à des coupures dans le réseau interconnecté, même dans les régions très éloignées. Ainsi dans *la nuit du 29 au 30 décembre 1967,* à minuit 7, le réseau de l'Italie du Nord fut coupé de l'Italie du Sud (fig. 10). Le système de réglage de différents grands réseaux amena la RWE à combler le déficit de l'Italie du Nord en transit par le réseau suisse et une partie de l'énergie nécessaire fut produite à Vianden.

Une autre perturbation fut provoquée le *16 février 1967* à 15 h 25 (fig. 11) par un court-circuit dans un poste 220 kV du réseau EdF. Cet incident eut pour conséquence des appels de courant brusques en provenance des réseaux espagnols et suisses qui provoquèrent de leur côté les disjonctions des liaisons d'interconnexion avec ces pays. Comme le réseau suisse avait fourni 590 MW au réseau français avant la coupure, le déclenchement provoqua une hausse de fréquence de 0,3 Hz dans le reste du réseau ouest-européen. Pour ne pas provoquer un nouveau déclenchement, RWE n'abaissa pas sa production en attendant que le réseau suisse rétablît lui-même son équilibre interne. Ce ne fut que progressivement que RWE ramena la fréquence à sa valeur nominale par le démarrage successif de 7 pompes à Vianden et d'un certain nombre d'autres pompes dans d'autres centrales.

En conclusion, notons que les diagrammes de charge des machines sont loin d'être uniformes. En raison du mode d'exploitation et du très grand nombre de facteurs qui interviennent dans le réseau, il est rare qu'on trouve deux journées successives qui se ressemblent (fig. 12).

C'est ce que montrent différents diagrammes de 1970 pris au hasard. Ainsi le *jeudi 3 septembre* la charge du matin était pratiquement inexistante et deux courtes périodes de pompage entre 7 h et 8 h s'expliquent probablement par l'adaptation au programme des centrales au charbon. Par ailleurs cette journée à production moyenne nous frappe par le démarrage de 8 pompes entre 9 h et 9 h 15 et une production inhabituelle d'énergie réactive. Le *1er novembre 1970* qui était un jour férié dans une partie de la région alimentée, on remarque un prolongement exceptionnel du pompage nocturne jusqu'à 7 h 50, une pointe atteignant 900 MW entre 11 h et midi, et de nouveau une période de pompage de 12 h 50 à 17 h 20. Ce jour-là le volume total refoulé au bassin supérieur dépassa la capacité des bassins. Enfin le mercredi *16 décembre 1970* peut être considéré comme un cas typique de faible charge de notre centrale. Les pointes du matin et de midi sont totalement absentes dans le diagramme, par contre la centrale a produit de

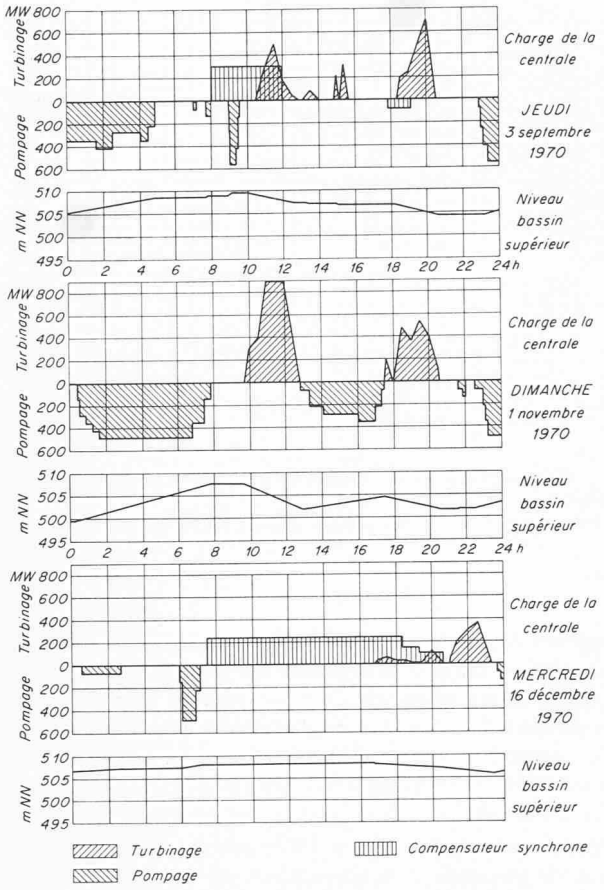


Fig. 12. Diagrammes divers: 3 septembre, 1er novembre, 16 décembre 1970

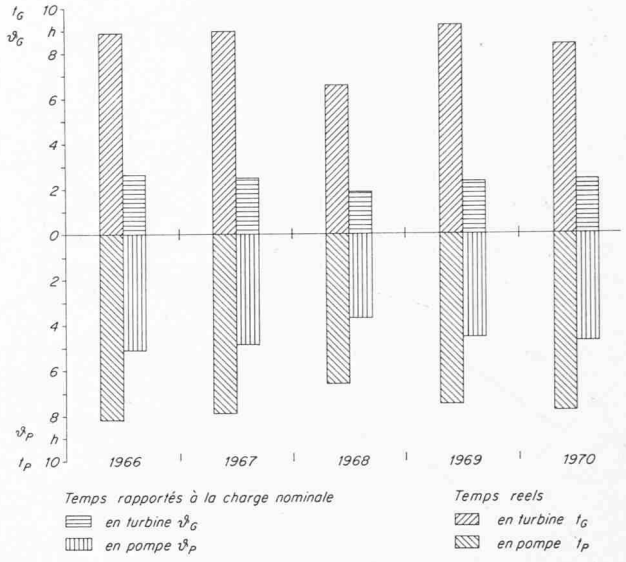


Fig. 13. Temps de marche journaliers moyens, années 1966–1970

l'énergie réactive pendant toute la journée, soit au total 3 millions 23 KVArh. Ceci est normal, car les jours de faible charge, le réseau comporte un grand nombre de moteurs asynchrones et de transformateurs à vide grands consommateurs de courant déwatté.

Cette diversité n'a rien d'étonnant, si l'on considère que des facteurs aussi multiples que l'hydraulicité des rivières, la température extérieure et l'ensoleillement, les programmes de télévision et de nombreux événements de la vie privée ont leur influence. D'autre part même si les diagrammes du réseau diffèrent peu, il n'en est rien de ceux de la Centrale de Vianden qui sert essentiellement à alimenter la partie variable de la charge du réseau.

Les différents exemples que nous venons de voir nous montrent que le cycle effectif de la Centrale de Vianden est très différent du cycle théorique de 4 h 25 de turbinage et de 8 h de pompage. D'une part, nous avons constaté que la production réelle est très inférieure à la production théorique. Il en résulte que le temps de marche journalier moyen de la centrale rapporté à la pleine puissance, c'est-à-dire le temps qu'il faudrait pour obtenir la même production journalière avec une puissance de 900 MW, varie entre 1 h 50 min et 2 h 35 min selon les années (fig. 13). De même, le temps journalier moyen de pompage rapporté à la pleine puissance de 630 MW n'a atteint que 3 h 30 à 5 h par jour pendant les années 1966 à 1970.

Cependant, la centrale travaille en réalité, comme nous l'avons vu, avec une charge moyenne assez faible ce qui entraîne des temps de marche réels très supérieurs aux temps rapportés à la puissance nominale. Ainsi, pendant les années 1966 à 1970 la centrale considérée comme 1 seule unité a travaillé en moyenne entre 7 h 30 et plus de 9 h 15 par jour en turbine et de 6 h 30 à 8 h 15 en pompe, alors que les puissances moyennes échangées avec le réseau pendant ces périodes de marche sont restées voisines de 250 MW en turbinage et de 380 MW en pompage.

Ce résultat global a été obtenu à l'aide d'un nombre variable de machines dans les deux modes d'utilisation. Ainsi en 1969 le nombre de groupes en service n'a été en moyenne que de 4 en turbinage et de 5,4 en pompage. Leur charge moyenne en turbine était de l'ordre de 56 MW. En 1970 la centrale a travaillé en moyenne avec respectivement 4,4 turbines avec une puissance unitaire de 58 MW, et 5,4 pompes.

Cela ne veut pas dire que la puissance installée n'est pas utilisée il arrive très fréquemment que tous les groupes disponibles travaillent simultanément avec la pleine puissance. En particulier, les 90% de la puissance disponible en turbine ont été dépassés 169 fois en 1969 et 294 fois en 1970.

Je terminerai cette première partie de l'exposé en soulignant qu'il n'y a pas de règle fixe qui régit l'exploitation de nos machines. Chaque jour, et même à tout instant, notre centrale doit s'adapter à la situation particulière du réseau afin de rendre les meilleurs services que permettent les moyens techniques dont-elle dispose.

Cependant, mon exposé serait incomplet si je n'attirais pas votre attention sur ces moyens mêmes et en particulier sur les difficultés pratiques qu'entraîne l'accomplissement des tâches que je viens de décrire.

5. Incidences du mode d'exploitation sur l'équipement mécanique

En ce qui concerne l'équipement mécanique, les conditions d'exploitation que je viens de résumer entraînent quelques sujétions importantes. Ce sont:

1. La nécessité de prévoir la marche en turbine à faible charge pendant une grande partie du temps.
2. Le grand nombre de démarrages en pompe et en turbine que l'on désire aussi rapides et aussi sûrs que possible.
3. L'importance capitale d'une bonne disponibilité du matériel.

5.1 Marche en turbine à charge variable

Pendant la marche en turbine, les groupes de Vianden peuvent être considérés comme des groupes hydroélectriques classiques équipés de turbines Francis à arbres horizontaux. Les turbines de ce type se caractérisent en général par un régime hydraulique instable à des charges variant de 20 à 50% de leur puissance nominale.

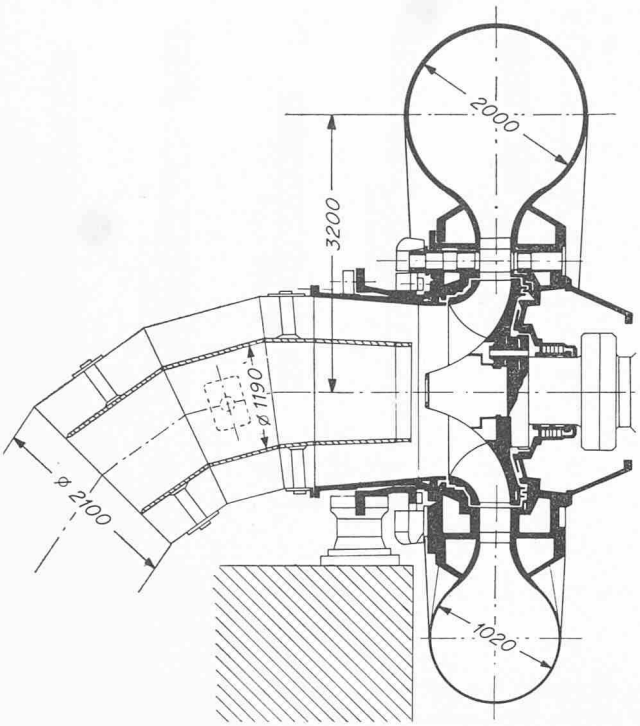


Fig. 14. Turbines de Vianden, coude de stabilisation concentrique

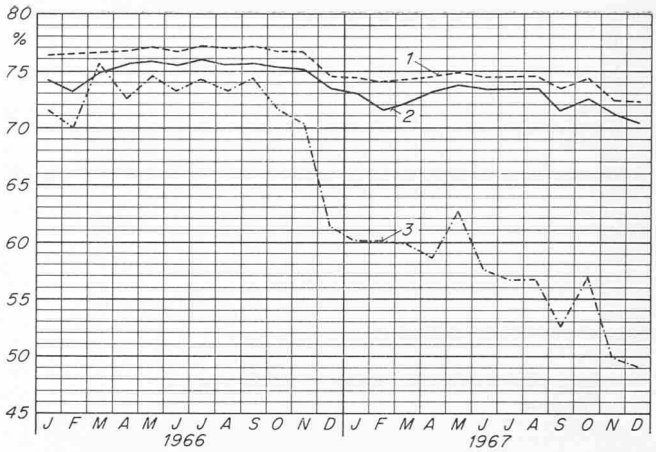


Fig. 15. Années 1966 et 1967, rendements globaux et charges moyennes par groupe
1 Rendement machines, 2 Rendement global, 3 Charge moyenne turbines

A ces ouvertures on constate une cavitation très intense et des oscillations de pression dans le tube d'aspiration dues au phénomène de la torche. Si on le peut, on évite d'utiliser les machines dans ce domaine instable en maintenant une limite inférieure de la charge. Or, nous avons vu qu'à Vianden, les conditions du réseau imposent un intervalle de puissance modulable aussi large que possible, ce qui nous conduit à accepter une marche à charge partielle très fréquente, même aux dépens du rendement global. Dans ces conditions, il existe différents moyens d'atténuer les phénomènes nuisibles que je viens d'énumérer. Les principaux sont:

a) Un tracé hydraulique judicieux de la roue de turbine et du coude d'aspiration.
b) Une profondeur d'implantation suffisante.
c) Une introduction d'air comprimé dans les zones instables.
d) Diverses constructions à l'intérieur du coude d'aspiration.

Nos turbines proviennent de trois constructeurs différents que je ne nommerai pas pour des raisons compréhensibles. Après la mise en service, les résultats obtenus avec ces types de machines étaient très différents. Les fluctuations de pression à ouverture partielle atteignirent sur les trois types de turbines des maxima respectifs de trois, sept et plus de vingt mètres de colonne d'eau. Les oscillations de pression du troisième constructeur dont cinq machines sont en service furent jugées inadmissibles, ce qui nous obligea à fixer provisoirement la limite inférieure de la charge des groupes à 50 MW.

Pendant les années 1962 à 1966, différents essais furent faits afin de permettre d'étendre l'intervalle de puissance modulable jusqu'à la marche à vide. L'augmentation du débit d'air de stabilisation et le déplacement des points d'injection de cet air, ainsi que la modification de la forme de la pointe de roue n'apportèrent aucun résultat satisfaisant.

Finalement, des essais sur modèle réduit nous ont conduit à fixer à l'intérieur de l'aspirateur un deuxième coude concentrique (fig. 14) de façon à limiter la déviation des filets liquides. Par ce dispositif on est arrivé à abaisser les oscillations de pression au même ordre de grandeur que sur les deux autres types de machines, ce qui a permis d'utiliser désormais toute l'étendue de réglage de nos machines.

Après cette modification qui est entrée en vigueur fin 1966, la charge moyenne des turbines passa de 75 à environ 55 MW, ce qui entraîna comme le montre (fig. 15) une perte de rendement de l'ordre de 2½%. Le rendement global de l'installation passa de 75,5 à 74% et le rendement des machines dans lequel on a éliminé la part de pertes due à la marche en réserve tournante à vide, passa de 77 à 75%.

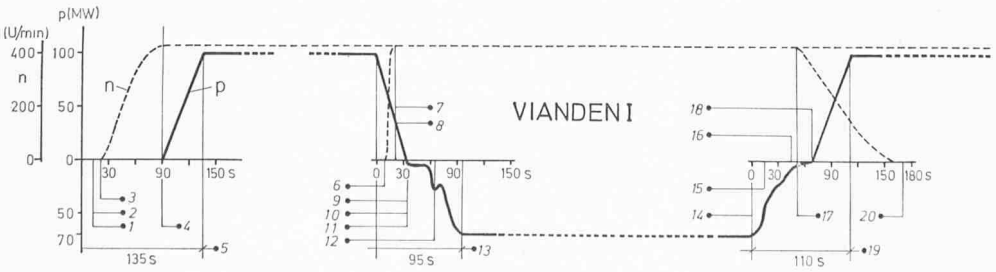


Fig. 16. Centrale de Vianden, diagramme des temps de changement de marche

1 Ouverture robinet sphérique turbine
2 Bâche sous pression
3 Ouverture vannage
4 Enclenchement disjoncteur
5 Arrêt – turbinage pleine charge
6 Lancement pompe
7 Embrayage
8 Dégazage et renoyage
9 Délestage turbine
10 Verrouillage vannage
11 Fermeture robinet sphérique turbine
12 Ouverture robinet sphérique pompe
13 Turbinage pleine charge – pompage pleine charge
14 Fermeture robinet sphérique pompe
15 Pompe dénoyée
16 Ouverture robinet sphérique turbine
17 Débrayage
18 Déverrouillage vannage
19 Pompage pleine charge – turbinage pleine charge
20 Arrêt pompe

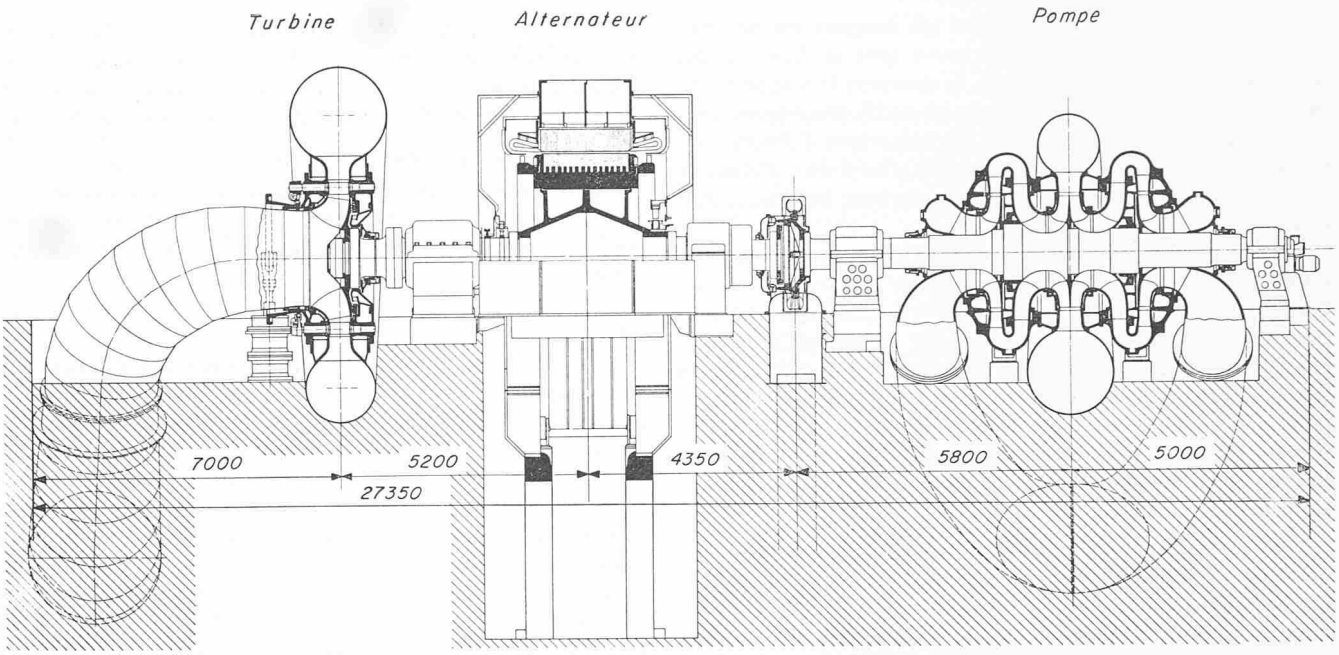


Fig. 17. Coupe longitudinale d'un groupe

Finalement, cette solution n'est qu'un pis-aller et doit être évitée dans des constructions nouvelles. En particulier, la sollicitation mécanique et la cavitation des appuis cylindriques qui relient le coude intérieur au coude principal ont entraîné une série de modifications et d'arrêts qui se poursuivent à l'heure actuelle et qui détériorent sensiblement la disponibilité de ces machines.

Une deuxième conséquence de la marche à charge réduite, est la cavitation accrue à la sortie des roues de turbines. Dans notre cas cependant, les roues sont coulées en acier à 13% de chrome et les cavitations restent dans l'ensemble modérées. Leur réparation se fait aisément pendant les périodes d'arrêt nécessaires à d'autres fins.

Enfin, l'asservissement au réglage de fréquence entraîne des mouvements continuels des cercles de vannage des machines. Il en résulte une usure des pièces mobiles très supérieure à celle qu'on constate dans les centrales où les machines débitent une puissance constante. Nous n'examinerons pas en détail les problèmes de matériaux, de corrosion, de lubrification et d'étranchéité qui s'ensuivent. Notons simplement qu'un soin particulier doit être attaché aussi bien à l'exécution qu'à l'entretien ultérieur de ces pièces.

5.2 Démarrages et changements de régime

Nous avons vu que les conditions d'exploitation imposées par la structure du réseau exigent des changements de régime rapides et fréquents. Comme le montre la fig. 16, les temps réalisés à Vianden sont extrêmement courts. Ainsi, on met moins de 2 minutes et demie pour passer de l'arrêt à la marche en turbine en pleine puissance et environ 2 minutes pour passer de celle-ci au fonctionnement en pompe et inversement.

Le démarrage en turbine est un problème classique qui se pose pour tous les groupes hydroélectriques ou thermiques. Nos machines sont amenées au synchronisme par les régleurs hydro-mécaniques. Avant le couplage, ceux-ci sont asservis à des relais agissant par impulsions sur le réglage de charge. Avec cet équipement, les temps de démarrage peuvent dépasser largement les temps théoriques, surtout si la fréquence du réseau s'écarte de 50 Hz. Ce défaut est dû au fait que la synchronisation grossière que réalise le régulatuer mécanique amène d'abord le groupe à une vitesse trop éloignée du synchronisme qui doit être corrigée par le relayage électrique. Pour des installations futures je préconiserai des régleurs à commande électronique d'un type qui réalise directement la comparaison des fréquences du réseau et de la machine. Avec un tel équipement, la modification d'un paramètre du régleur par suite d'un vieillissement d'éléments électriques ou mécaniques ne peut avoir d'effet sur les temps de démarrage.

Le démarrage des pompes qui ne sont pas accouplées rigidement aux machines synchrones est réalisé de la façon suivante (fig. 17): Après couplage du groupe turbo-alternateur au réseau selon la méthode classique, la turbine et la pompe sont dénoyées à l'air comprimé; la pompe est lancée et amenée au synchronisme à l'aide d'une petite turbine Pelton montée sur son arbre et asservie à un régulateur hydro-mécanique d'un type simplifié. Quand le glissement entre la pompe et la machine synchrone devient inférieur à environ 0,5%, on enclenche l'accouplement à dents par un servomoteur à huile qui agit sur une tige qui traverse l'arbre creux de la pompe. Après embrayage, la pompe est noyée, puis, quand la pression dans la bâche atteint le niveau voulu on ouvre la vanne de garde amont.

Ce dispositif n'a permis d'obtenir un démarrage très rapide qu'au prix d'une complication considérable de l'installation et d'une série de difficultés et d'incidents mécaniques que nous allons examiner:

L'accouplement mécanique qui est enclenché en marche reste un point délicat de l'installation. Nos pompes sont de deux fournisseurs différents qui ont livré respectivement 4 et 5 pompes. L'un des types d'embrayage a donné satisfaction, par contre sur l'autre type de machines plusieurs accouplements ont dû être remplacés par suite de ruptures ou d'usures excessives des dentures.

Nous avons pu obtenir des résultats satisfaisants en modifiant successivement les éléments suivants de l'installation:

a) Les matériaux des dentures. On obtient les meilleurs résultats avec deux matériaux de duretés différentes, par exemple un bronze et un acier inoxydable.

b) La forme des dents doit être telle que le risque d'un grippage et d'une marche prolongée dent sur dent lors de l'enclenchement soit réduit au minimum.

c) La tige d'accouplement qui doit être rendue élastique par exemple par un ressort, de façon à diminuer les chocs.

D'autres éléments mécaniques sur lesquels on ne peut agir que dans une construction neuve sont le diamètre des roues dentées, le nombre de dents, la course et la vitesse d'embrayage. De nombreux enregistrements oscillographiques nous ont par ailleurs montré qu'il est très important d'obtenir une synchronisation aussi fine que possible c'est-à-dire d'abaisser autant que possible le glissement au moment de l'enclenchement.

Ici aussi, l'emploi d'un régleur électronique moderne nous donnerait les mêmes avantages que pour la machine en turbine. Contrairement au régleur hydro-mécanique, celui-ci pourrait être commuté selon le cas sur la turbine principale et sur la turbine de lancement. Dans le cas d'une centrale de pompage, cette dernière considération est d'autant plus importante que pour parer à des incidents du réseau, il est très important de pouvoir synchroniser les machines aussi bien en turbine qu'en pompe, même dans les cas rares où la fréquence s'écarte anormalement de 50 Hz.

Le renoyage de la pompe après accouplement à conduit à une autre série de difficultés qui ont entraîné des modifications importantes des installations. Initialement, on remplissait les pompes uniquement depuis l'aval en laissant échapper l'air par des tuyauteries de dégazage. Avec ce procédé, l'appel brusque d'eau dans les deux étages de la pompe provoque un coup de bélier très dangéreux et des vibrations qui entraînent des sollicitations très fâcheuses du matériel, surtout dans les diffuseurs fixes. Les principaux incidents ont été les suivants:

1964 Rupture d'une directrice creuse du diffuseur du premier étage d'une pompe et entraînement des morceaux qui se sont détachés dans la turbine du même groupe, où elles ont provoqué de grands dégâts.

1965 Cisaillement de divers boulons de fixation des pièces dont se composent les diffuseurs des premiers et deuxièmes étages et les déflecteurs de plusieurs pompes.

1970 Rupture d'un déflecteur en fonte et dégâts importants dans d'autres parties de la même machine causés par des débris qui ont été entraînés.

Ces incidents nous ont amenés d'abord à renforcer certaines pièces trop sollicitées, puis à mettre au point une nouvelle méthode de renoyage qui permet de réduire sensiblement les coups de bélier. Celle-ci consiste à remplir la pompe simultanément depuis l'amont et l'aval. On injecte de l'eau de la conduite forcée dans la bâche de la pompe tout en ouvrant les vannes de dégazage. Sur cinq groupes, ce nouveau procédé est provisoirement en service, et nous pensons qu'il nous apportera une amélioration définitive.

5.3 Vannes aval

Une série d'indicents et avaries des *vannes wagons* à commande hydraulique utilisées comme organes de garde aval des pompes et des turbines sont dus en partie aux fluctuations de pression des turbines et en partie aux coups de bélier dus aux démarrages et arrêts des pompes. Ces phénomènes provoquaient d'une part un ballottement violent des vannes qui étaient suspendues aux servomoteurs par des tiges, d'autre part des dépressions suivies de surpressions très élevées sous les couvercles des vannes. Différentes ruptures dont certaines ont entraîné des arrêts prolongés des machines en ont résulté.

A part une série de modifications de détails, ce sont surtout deux améliorations qui ont permis d'éliminer ces difficultés. Ce sont:

a) La mise en place d'un dispositif de calage hydraulique des vannes en position ouverte, conçu de façon à conserver la possibilité d'une fermeture d'urgence automatique à partir de la salle de commande.

b) L'installation de reniflards sur les couvercles des vannes; de cette façon de l'air est aspiré dans les chambres des vannes chaque fois qu'une dépression se produit et le coussin d'air ainsi formé permet d'amortir suffisamment les coups de bélier.

Bien entendu, l'élimination partielle *des causes* des incidents, c'est-à-dire des coups de bélier et fluctuations de pression a également contribué à l'amélioration de la situation, conjointement avec l'effet des modifications que je viens d'énumérer.

5.4 Extension de l'aménagement

Avant de quitter les problèmes causés par l'équipement mécanique, je dirai quelques mots sur notre *dernier projet d'extension*[3]). Dans une centrale en forme de puits vertical et travaillant entre les mêmes bassins d'accumulation, nous installerons un groupe binaire réversible vertical de 200 MW. Les travaux de génie civil ont commencé au début de 1970 et la mise en service est prévue pour 1973. Une particularité technique intéressante du nouveau groupe est le mode de démarrage en pompe par enclenchement asynchrone à tension réduite de la machine électrique principale. C'est la première fois que ce procédé est utilisé pour une machine aussi puissante.

Les installations de ce type sont actuellement préférées au groupes ternaires classiques, à cause de leur simplicité et de l'économie qui en résulte. Par contre, la souplesse de ces groupes est légèrement inférieure à celle des groupes ternaires du type de Vianden et les caractéristiques hydrauliques de la turbine-pompe laissent prévoir des difficultés accrues pendant la marche à charge partielle. De même, la nécessité d'inverser le sens de marche pour le fonctionnement en pompe nous oblige à accepter des temps de changement de marche un peu plus longs.

Les problèmes techniques liés au démarrage en pompe subsistent, bien que certains d'entre eux changent de nature. Ainsi, il n'y a plus d'accouplement mais quel que soit le mode de démarrage, le lancement en pompe nécessite une installation beaucoup plus puissante et plus élaborée que sur nos groupes actuels.

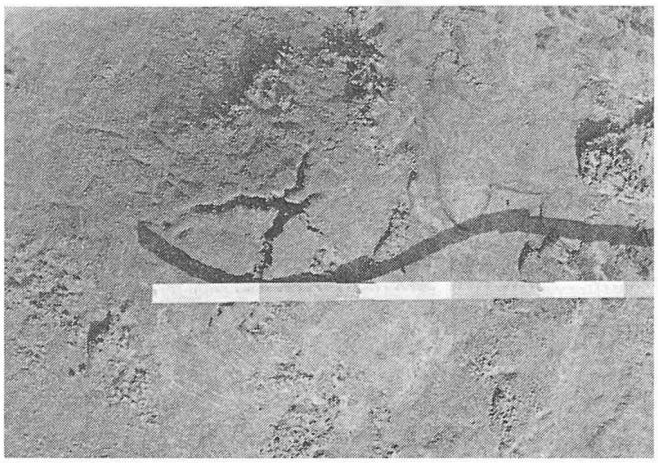
Globalement, nous pouvons donc nous attendre au même résultat que dans nos installations actuelles, à savoir que les difficultés électro-mécaniques iront en croissant avec les exigences du réseau en ce qui concerne la souplesse.

5.5 Automatisation

L'automatisation est un autre facteur dont dépend la fiabilité d'une centrale d'accumulation. En cas d'incident du réseau il est d'une importance capitale de pouvoir démarrer rapidement et sûrement. A cet effet on a intérêt à supprimer partout où c'est possible les pertes de temps et les aléas dûs à l'intervention humaine.

Conformément à l'état de la technique à l'époque de la construction de notre usine, nos groupes sont munis *d'automatismes à relais* électro-mécaniques à séquences qui permettent d'effectuer toutes les manoeuvres depuis la salle de commande. Là, le personnel de quart reçoit les ordres de marche de Brauweiler par téléphone ou par télésignalisation. D'autre part, nous avons vu qu'en marche en turbine les groupes sont asservis au réglage fréquence-puissance, centralisé également à Brauweiler. De même le système de protection et d'alarmes est du type électro-mécanique avec signalisation par tableaux lumineux et signaux accoustiques. D'une façon générale ce matériel a donné pleine satisfaction, mais il ne correspond plus au stade actuel de la technologie.

[3]) Ce projet a été décrit dans la SBZ *89* (1971) No 15, p. 341.



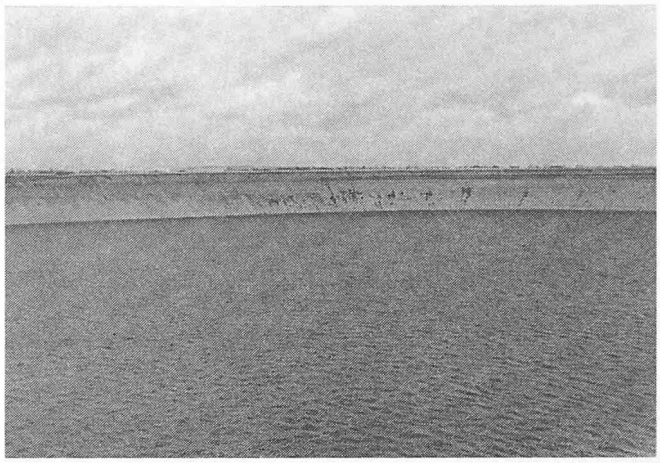


Fig. 18. Bassin du Mont St-Nicolas, vue d'une partie détériorée du revêtement bitumineux

En particulier l'installation d'un *traitement d'information* par ordinateur est à l'étude. Il permettra entre autres l'émission automatique par des imprimantes des relevés de service périodiques, des rapports d'incidents, des relevés de compteurs etc. On pourra également utiliser l'ordinateur pour élaborer certains renseignements statistiques sur nos installations qu'il n'est pas possible d'obtenir actuellement par manque de temps.

L'avantage principal d'un tel équipement n'est pas l'économie de personnel qu'elle permettra de réaliser, mais le fait qu'on obtient des renseignements beaucoup plus précis et plus complets. Ainsi, par exemple, il donne la chronologie exacte des événements lors d'un incident, ce qui permet de déceler plus facilement les causes et les effets, même si l'on a affaire à des phénomènes rapides.

L'ordinateur de processus permet en outre de réaliser à chaque instant une optimalisation de la répartition de la puissance active et réactive sur nos 9 groupes. En principe, comme tous les groupes alimentent le même point du réseau, celui-ci n'est intéressé qu'à déterminer à chaque instant trois paramètres, à savoir: la puissance active totale, la puissance réactive totale et la réserve tournante.

Par contre le nombre de groupes en service devrait lui être indifférent. C'est pourquoi il est logique de remplacer la valeur de consigne par groupe par une valeur de consigne globale. Le nombre de groupes à mettre au réseau serait déterminé par l'ordinateur en fonction des trois critères suivants:

a) le rendement global

b) l'abaissement de temps de marche à charge partielle en turbine

c) la limitation du nombre de démarrages

Cette méthode permettra à la fois de mieux assurer la sécurité du réseau et de réduire les incidents dus à des régimes mécaniques nuisibles au matériel. Ainsi la disponibilité à long terme pourra être améliorée.

Ce système sera parfaitement compatible avec une optimisation plus large au niveau du réseau, et les deux systèmes pourront fonctionner indépendamment. Pour l'ordinateur qui commandera le réseau, chaque centrale sera à considérer comme une unité qui aura à fournir ou à absorber une puissance donnée à chaque instant. A l'intérieur de chaque centrale, la répartition du travail sur les différents groupes devra être déterminée par l'automatisme local de cette centrale.

En ce qui concerne *l'automatisme de démarrage* des groupes et les protections électriques, on construit actuellement des éléments électroniques suffisamment au point pour garantir une meilleure fiabilité qu'avec les éléments électro-mécaniques classiques. Là où l'on cherche à supprimer ou à réduire le personnel de garde, c'est vers ces solutions qu'il faudra s'orienter. Aujourd'hui on a le choix entre deux systèmes: soit la logique cablée, soit l'ordinateur de commande.

Selon la complexité des installations l'un ou l'autre système est à conseiller. Un avantage de l'ordinateur est la modification et l'adaptation plus facile des séquences dans une installation existante. D'après mon expérience personnelle, elles sont très nombreuses dans une centrale de pompage.

5.6 Ouvrages de génie civil

En dehors des grandes catastrophes, les ouvrages de génie civil préoccupent en général l'exploitant à un moindre degré que l'équipement électro-mécanique, ce qui s'explique par leur caractère statique. Cependant, la différence essentielle de leur comportement dans une installation à accumulation journalière vis à vis d'une centrale hydroélectrique classique, est liée au marnage journalier dans les retenues. Il s'ensuit des sollicitations mécaniques et surtout thermiques qui peuvent conduire dans certains cas à une fatigue prématurée des matériaux.

L'ouvrage qui nous a causé le plus de problèmes jusqu'à présent est la chape d'étanchéite bitumineuse du bassin supérieur artificiel du Mont-Saint-Nicolas. Ce revêtement a été exécuté en deux couches de 3 à 3½ cm d'épaisseur. Cette conception est due à la maîtrise insuffisante de la technique de la soudure des joints de travail au moment de la réalisation de l'ouvrage. C'est par un chevauchement des deux couches étanches qu'on a cherché à l'époque à obtenir la meilleure étanchéité.

Jusqu'à présent, c'est exclusivement dans la couche supérieure du revêtement des berges que des défauts ont apparu. Ainsi, si l'on exécute les réparations à temps, l'étanchéité de l'ensemble n'est pas altérée.

Les dégâts sont de deux sortes (fig. 18):

a) Des boursouflures ou cloques de la couche supérieure produites probablement par de l'eau infiltrée entre les deux couches qui se vaporise sous l'effet du soleil.

b) Des fissures en partie le long des joints de travail, en partie sur l'ensemble de la surface de revêtement, qui laissent supposer un fluage de la couche supérieure par rapport à la couche inférieure sous l'effet de contraintes thermiques.

Les deux phénomènes sont répartis sur l'ensemble des berges des deux bassins. Ils sont cependant plus fréquents dans les parties les plus exposées au soleil et aux cotes moyennes, c'est-à-dire là ou l'état d'immersion change le plus souvent.

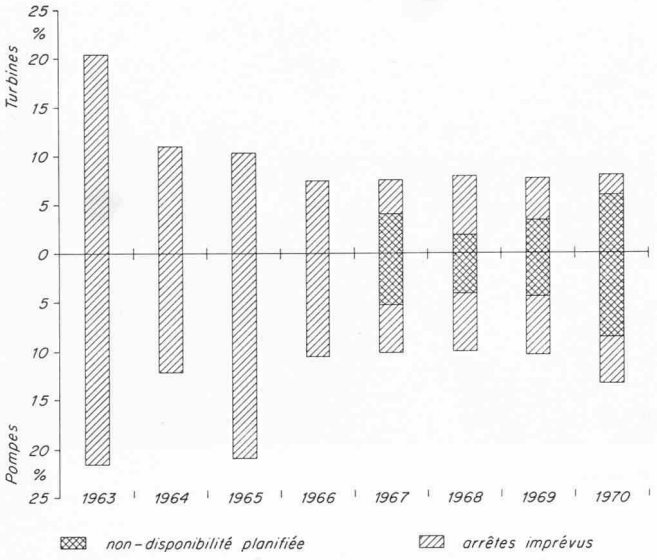


Fig. 19. Non-disponibilité des pompes et des turbines, 1962–1970

Ces différentes constatations nous suggèrent deux causes principales des dégâts: Les variations rapides et fréquentes de température quand le niveau de l'eau change et l'adhésion insuffisante entre les deux couches.

En été 1970 le phénomène s'est aggravé dans des proportions inquiétantes dans l'un des bassins. Actuellement on est en train de chercher un remède définitif, ce qui est d'autant plus malaisé que le mécanisme de la détérioration de l'étanchéité est mal connu.

Remarquons que des difficultés plus graves se sont manifestées avec tous les autres types de revêtements étanches utilisés jusqu'à présent (béton, argile etc.) et que le béton bitumineux est actuellement de loin la solution la plus satisfaisante. Dans les réalisations les plus récentes, le problème évoqué ici semble être résolu par la mise en place du tapis bitumineux en une seule couche et la réalisation d'une soudure suffisamment étanche des joints de travail.

6. Organisation du service d'exploitation

La nécessité d'assurer une bonne disponibilité par l'entretien préventif et d'intervenir rapidement en cas d'incidents nous rend d'autant plus tributaires de moyens propres relativement importants que le matériel est très sollicité.

Le 31 décembre 1970, *notre personnel* se composait de 101 personnes, soit 86 ouvriers et 15 employés. Bien sûr, une partie de cet effectif est nécessaire par suite d'obligations particulières qui n'existent pas ailleurs. Néanmoins, le personnel ouvrier des services internes proprement dits de la centrale se composait comme suit à cette date: Exploitation: 31 personnes répartis en 5 équipes de quart; Entretien: 28 personnes; Total: 59 personnes.

Nous pensons pouvoir réduire le personnel d'exploitation par une automatisation plus poussée qui réduira les tâches de surveillance. Par contre, l'effectif actuel du personnel réservé à l'entretien et aux réparations est un minimum si l'on veut garantir une disponibilité acceptable.

En effet, l'usure du matériel constatée jusqu'à présent nous oblige à prévoir chaque année une révision générale d'un groupe ainsi que plusieurs petites révisions et une série de contrôles et essais. Au total, cela implique l'arrêt d'un groupe pendant 6 à 8 mois par an à condition que les travaux soient soigneusement planifiés et exécutés sur deux postes. Pendant le reste de l'année le personnel assure l'entretien de l'équipement auxiliaire tel que compresseurs, pompes d'exhaure, équipement des prises d'eau etc.

Ce programme nous a permis de composer nos équipes d'entretien de façon à ne devoir faire appel qu'exceptionnellement à des monteurs des fournisseurs. Grâce à une rotation continue des travaux, nous arrivons à toujours occuper notre personnel malgré les imprévus de l'exploitation. Il en résulte une non-disponibilité planifiée globale de 5,5 à 7,5% à laquelle il convient d'ajouter une marge de 2% pour les incidents et autres arrêts imprévus. Comme le montre la figure 19, la non-disponibilité effectivement obtenue s'est améliorée légèrement au cours des dernières années pour atteindre environ 8% pendant les dernières années.

Les arrêts des années 1962 à 1966 sont surtout dus aux incidents qui ont suivi la mise en service, et aux mises au point successives qu'ils ont entraînés. Pendant ces années il était très souvent nécessaire de faire appel au personnel spécialisé dont disposent les constructeurs des machines. Depuis 1967, nous tâchons d'abaisser progressivement la proportion des arrêts non planifiés, tout en employant autant que possible le personnel de l'usine.

De même, en ce qui concerne les *moyens annexes,* des options semblables ont été prises, de façon à assurer autant que possible notre autonomie vis-à-vis d'entreprises extérieures. Ainsi, nous disposons

- D'un parc de voitures comportant une grue automotrice, un camion, quatre camionnettes de différents types, une voiture tout terrain et plusieurs voitures de tourisme.
- D'un magasin où sont disposés 8300 articles différents, en particulier des pièces de réchange, des outils et des matériaux de consommation courante.
- De trois ateliers mécaniques et électriques, équipés de diverses machines-outils.
- D'un atelier de menuiserie et d'une installation de sablage pour les grosses pièces mécaniques.

Si j'ai mentionné ces problèmes, c'est que lors de chaque construction de centrale, il faut faire un certain choix qui dépend évidemment de facteurs qui dépassent le cadre de cet exposé, en particulier de l'existence suffisamment proche d'entreprises et d'ateliers appropriés. Cependant, la question essentielle est de savoir quel prix on attache à une prompte élimination de défauts qui peuvent même apparaître la nuit ou pendant les jours fériés. Dans notre cas, la fonction de réserve instantanée nous amène à rechercher une disponibilité aussi élevée que possible, même pendant la fraction du temps où les machines ne tournent pas. Et c'est cette considération qui est la principale raison de notre choix.

7. Conclusions et remarques générales

Après avoir donné une description des conditions d'exploitation de la Centrale de Vianden, de leur influence sur la tenue des équipements et des ouvrages et sur le fonctionnement du service d'exploitation, je tiens à poser, sans toutefois donner de chiffres, le problème très controversé *de la rentabilité d'une centrale de pompage.*

Avant d'aborder cette question en détail, remarquons d'abord que le courant électrique est une marchandise qui n'est pas régie uniquement par les lois économiques. La production d'énergie électrique est avant tout un *service public* qui doit être assuré quelles que soient les fluctuations instantanées de la demande. Par cette obligation, les producteurs peuvent très bien être amenés momentanément à accepter des prix de revient supérieurs aux prix de vente.

Dans ces conditions une centrale d'accumulation par pompage doit être considérée comme rentable à un instant

donné, si dans son réseau, on ne peut la remplacer par aucun autre moyen de production dont le prix de revient est inférieur au sien. Or, le prix de revient du kilowatt-heure produit par la centrale d'accumulation est donné par le rapport des frais annuels au nombre de kWh produits. Dans le cas de Vianden, ce prix restera donc supérieur aux prévisions initiales tant que la production annuelle n'aura pas atteint le chiffre prévu.

Dans le cadre du réseau, ce prix doit être comparé à chaque instant au prix de revient du moyen de substitution le plus économique. On produit rentablement tant que le prix de revient de la centrale considérée reste inférieur à celui de n'importe lequel de ses concurrents, même s'il est supérieur au prix de vente.

Si l'on ne tient compte que du point de vue *du transfert d'énergie,* le courant produit pendant les heures de pointe vaut pour l'exploitant du réseau ce qui lui coûterait le kilowatt-heure thermique qu'il devrait produire s'il n'avait pas la centrale d'accumulation. L'expérience montre que de ce seul point de vue on ne peut assurer la rentabilité qu'à partir de frais d'installation très bas et de temps de marche annuels relativement longs de l'ordre de 1500 à 2000 heures.

Ce raisonnement n'est cependant valable que pour une centrale de pompage qui produit pratiquement à charge constante comme c'est le cas dans certains réseaux. De telles centrales qui servent uniquement à la valorisation de kilowatt-heures peuvent effectivement être remplacées par des centrales thermiques de même puissance si celles-ci produisent du courant moins cher.

Il n'en est pas ainsi, si le courant produit est modulé par un système de téléréglage. Nous avons vu que les groupes thermiques ne peuvent suivre les variations rapides de la demande qu'avec une faible proportion de leur puissance de l'ordre de 10%. Si l'on voulait donc rendre le même service par des moyens thermiques, il faudrait installer plusieurs fois la puissance de la centrale d'accumulation, de façon à pouvoir suivre les variations de charge aussi rapides. Il en résulte qu'au moment où la demande varie rapidement, les kilowatt-heures produits par les centrales d'accumulation valent à l'exploitant un multiple du chiffre correspondant à une charge constante.

Bien plus, si l'on considère l'utilisation d'une centrale de pompage comme *réserve instantanée,* le prix du kilowatt-heure n'est plus un critère de rentabilité valable. Pour donner une mesure du gain qu'apporte l'existence d'une telle réserve, il faut faire intervenir la notion de probabilité. Il faut evaluer la perte qu'entraînerait un grand incident du réseau qui sans la présence de centrales d'accumulation risquerait de se produire à un intervalle de temps donné. L'élimination de ce risque équivaut à un gain que l'on peut déduire des frais annuels de la centrale et qui persiste même si la production reste nulle.

Ces réflexions montrent que l'utilisation la plus rationelle d'une centrale d'accumulation dans un réseau donné, consiste toujours à combiner les différentes possibilités d'utilisation. Or, étant donné le grand nombre de paramètres qui interviennent, il n'est pas étonnant de constater que le mode d'exploitation des centrales d'accumulation par pompage est très différent dans les différents pays et auprès des différentes sociétés d'électricité.

Ainsi dans le réseau britannique les deux grandes centrales de pompage de Cruachan et de Ffestiniog travaillent toujours à puissance constante et ne servent donc qu'à la valorisation d'énergie. Dans ce réseau le réglage de la fréquence est assuré uniquement par les centrales thermiques et il est intéressant de noter que les écarts de fréquence tolérés y sont beaucoup plus important qu'en Europe continentale.

Dans les petits réseaux régionaux d'Allemagne occidentale on procède à peu près de la même façon. Les centrales d'accumulation de ces réseaux servent à réduire les achats de courant à prix élevés pendant les heures de pointe et assurent en même temps l'autonomie du réseau en cas de disjonction des liaisons avec les réseaux voisins. Par contre le réglage fin de la fréquence y est en général assuré par l'interconnexion avec des réseaux plus puissants, c'est-à-dire en dernière analyse par les centrales d'accumulation de ces réseaux.

Par contre, certaines centrales de pompage américaines jouent en premier lieu le rôle de réserve instantanée pour les pointes de courte durée dues aux très nombreuses installations de climatisation qui existent dans certains Etats à climat subtropical.

Ces exemples montrent que plus le réseau est grand, plus il est facile de combiner les différents modes d'utilisation des centrales d'accumulation. Ainsi nous avons vu que les centrales de pompage de certains petits réseaux ne participent pas au réglage de fréquence. Or, il est certain qu'on obtiendrait une meilleure répartition des tâches si toutes ces petites centrales étaient asservies au réglage de fréquence du grand réseau voisin moyennant une plus-value offerte pour les kilowatt-heures variables; de cette manière on pourrait par exemple réduire la plage de réglage à fournir par les différentes centrales et améliorer ainsi les rendements, la tenue mécanique et la disponibilité de ces installations.

Cependant il ne faut pas penser que la centralisation n'offre que des avantages; en particulier, lors d'un incident du réseau on a intérêt à pouvoir fractionner le réseau interconnecté en un certain nombre de réseaux partiels autonomes.

Sans entrer dans les détails, je me bornerai à indiquer que pour réaliser une sécurité maximum, il faudrait imaginer un système tel que la valorisation d'énergie soit assurée de façon décentralisée par les différents réseaux régionaux, alors que le réglage de la fréquence se ferait d'une façon aussi centralisée que possible.

En résumé, nous avons vu qu'une centrale comme Vianden peut être considérée par le producteur d'électricité comme un outil à fins multiples qui s'adapte de façon presque parfaite aux caprices des consommateurs que le réseau est obligé de suivre quelque soient les conséquences économiques que cela entraîne momentanément. Par contre cette obligation de s'adapter continuellement à la charge en produisant et en consommant *du courant essentiellement variable* est la cause d'un grand nombre de nos déboires mécaniques dont je viens d'évoquer une partie dans cet exposé.

On peut combattre ces difficultés en répartissant mieux les tâches dans le réseau par exemple à l'aide d'un ordinateur central, mais on ne peut pas les éliminer, car ce sont justement ces ennuis mécaniques qui sont liés à l'extraordinaire souplesse qui rend actuellement les centrales d'accumulation de plus indispensables aux grands réseaux.

Bien sûr, d'autres techniques mises au point au cours des dernières années permettent de remplacer partiellement les centrales de pompage dans l'une ou l'autre de leurs fonctions. Les plus importants sont le chauffage à accumulation nocturne et les turbines à gaz. Je pense cependant qu'aucun de ces moyens ne parviendra à supplanter économiquement les centrales d'accumulation, surtout lorsque les puissances à fournir augmenteront.

Adresse de l'auteur: *L. Wehenkel,* ing. dipl., Société électrique de l'Our, Centrale de Vianden, Vianden, Luxembourg, Case postale 22.