

**Zeitschrift:** Bulletin de l'Association suisse des électriciens  
**Herausgeber:** Association suisse des électriciens  
**Band:** 35 (1944)  
**Heft:** 1

**Artikel:** Problèmes intéressant l'avenir de l'économie électrique suisse  
**Autor:** Strickler, A.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-1056929>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **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. [Voir Informations légales.](#)

### **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. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 18.01.2025

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

# ASSOCIATION SUISSE DES ÉLECTRICIENS

# BULLETIN

RÉDACTION:

Secrétariat de l'Association Suisse des Electriciens  
Zurich 8, Seefeldstrasse 301

ADMINISTRATION:

Zurich, Stauffacherquai 36 ♦ Téléphone 5 17 42  
Chèques postaux VIII 8481

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

XXXV<sup>e</sup> Année

N<sup>o</sup> 1

Mercredi, 12 Janvier 1944

## Problèmes intéressant l'avenir de l'économie électrique suisse

Par A. Strickler, Küsnacht<sup>1)</sup>

L'auteur expose la situation actuelle de l'économie électrique suisse et suggère la ligne à suivre pour l'aménagement de nos forces hydrauliques, afin d'être à même de répondre aux exigences futures des consommateurs d'énergie.

Partant du postulat Klöti présenté au Conseil des Etats, l'orateur examine quels seront, à l'avenir, les besoins d'énergie de la Suisse. Il estime que l'aménagement de nouvelles usines devra être prévu de telle sorte qu'une bonne moitié de leur capacité de production concerne le semestre d'hiver. Des études détaillées font ressortir de quels facteurs dépendent les frais de production (fig. 4) et les frais de distribution de l'énergie électrique, notamment les frais de production d'énergie hivernale par des usines à accumulation à hautes chutes (fig. 10 et 14). Les courbes des frais d'aménagement des usines à hautes chutes (sans accumulation) en fonction de la puissance installée en kW et celles des frais d'aménagement des bassins d'accumulation en fonction du volume utile de retenue en m<sup>3</sup> montrent que les exigences de l'économie suisse de l'énergie ne pourront généralement être satisfaites que par de nouvelles usines présentant une chute élevée (dépassant 400 m), une grande puissance (100 000 kW et plus) et surtout un important volume de retenue (par exemple 280 millions de m<sup>3</sup> au Rheinwald).

Si l'on procédait à l'aménagement de toutes les usines à accumulation et au fil de l'eau susceptibles de l'être, le prix de revient de l'énergie serait si élevé, de l'avis de l'auteur, qu'il ne pourrait plus du tout être couvert par les recettes provenant d'une augmentation de la consommation. Par contre, si l'on se borne à aménager les bassins de retenue les plus favorables et les plus grands et à utiliser les autres forces hydrauliques de montagne dans des usines au fil de l'eau, les frais seraient encore supportables.

La dernière partie de la conférence est consacrée aux répercussions financières des frais de production et des recettes des entreprises électriques. L'augmentation des besoins d'énergie en Suisse sera d'au moins 4 milliards de kWh au cours des 20 prochaines années, ce qui permettra de remplacer par l'électricité la moitié environ de la consommation actuelle de charbon dans l'industrie. A côté d'usines au fil de l'eau, il s'agira de construire des usines à accumulation capables de fournir de gros excédents d'énergie hivernale, ainsi que le recommande le programme de construction de nouvelles usines hydroélectriques établi par l'ASE et l'UCS. L'aménagement du barrage de Rossens ayant été décidé, il faut maintenant avant tout favoriser la construction très prochaine des grandes usines à accumulation des vallées du Rhin postérieur et d'Urseren, qui sont les plus avantageuses à tous points de vue.

En septembre 1943, le Conseil des Etats s'est occupé du postulat Klöti<sup>2)</sup>, invitant le Conseil fédéral à examiner si la Confédération devrait créer, avec le concours des grandes entreprises d'électricité et

Die folgende Studie gibt einen Ueberblick über die heutige Lage der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft und die Richtlinien, die beim Ausbau der Wasserkräfte befolgt werden müssen, wenn die Elektrizitätswirtschaft in Zukunft das leisten soll, was die Oeffentlichkeit von ihr erwartet.

Ausgehend von dem im Ständerat behandelten Postulat Klöti wird der künftige Energiebedarf der Schweiz beurteilt. Aus der bisherigen Entwicklung und aus dem in den nächsten zwei Jahrzehnten zu erwartenden Energieabsatz schliesst der Referent, dass der Bau neuer Kraftwerke so zu geschehen hat, dass mehr als die Hälfte ihrer Produktionsfähigkeit auf das Winterhalbjahr entfällt. Eingehende Untersuchungen zeigen, durch welche Faktoren die Erzeugungskosten (Fig. 4) und die Verteilungskosten der elektrischen Energie beeinflusst werden. Im besondern werden die Erzeugungskosten von Winterenergie in Hochdruck-Speicherwerken betrachtet (Fig. 10 und 14). Aus den Kurven für die Baukosten von Hochdruckwerken (ohne Speicherung) als Funktion der installierten Leistung in kW und der Baukosten von Staubecken als Funktion des nutzbaren Stauvolumens in m<sup>3</sup> ist zu schliessen, dass im allgemeinen nur grosse neue Kraftwerke den Forderungen der schweizerischen Energiewirtschaft genügen können. Darunter sind Werke zu verstehen, die grosses Gefälle (über etwa 400 m), grosse Leistung (100 000 kW und mehr) und vor allem grosses Stauvolumen (z. B. Rheinwald: 280 Mill. m<sup>3</sup>) besitzen.

Bei Ausbau aller noch möglichen Akkulierwerke und Laufwerke wird nach den Darlegungen des Vortragenden die Energie so teuer, dass ihre Gestehungskosten bei weitem nicht durch die Einnahmen aus der Vermehrung des Energieabsatzes gedeckt werden können. Beschränkt man sich aber auf die allgünstigsten und grössten Staubecken, und baut die andern Gebirgswasserkräfte als Laufwerke aus, dann ergeben sich noch tragbare Kosten.

Der letzte Teil des Vortrages gilt den finanziellen Auswirkungen der Gestehungskosten und der Einnahmen der Elektrizitätswerke. Der Jahresenergiebedarf der Schweiz wird in den nächsten 20 Jahren um mindestens 4000 Mill. kWh zunehmen, wobei erst etwa die Hälfte des heutigen Kohlenbedarfs der Industrie durch Elektrizität ersetzt werden kann. Neben Laufwerken müssen in Zukunft Akkulierwerke mit grosser Winterenergie-Erzeugung gebaut werden, wie dies im Kraftwerk-Bauprogramm des SEV und VSE empfohlen ist. Nachdem der Bau von Rossens beschlossen ist, muss nun in erster Linie der baldige Bau der günstigen Grossspeicherwerke Hinterrhein und Urseren gefördert werden.

des grands groupements de consommateurs, une entreprise générale qui aurait pour tâche d'utiliser les forces hydrauliques qui sont encore disponibles. Ce postulat fut légèrement modifié et généralisé, à la suite de la proposition Weck, invitant le Conseil fédéral à présenter un rapport sur la question de savoir si certaines mesures ne devraient pas être

<sup>1)</sup> Conférence tenue à l'assemblée de l'Association Linth-Limmat, le 17 décembre 1943, à Zurich.

<sup>2)</sup> Bull. ASE 1943, No. 22, p. 676.

prises pour hâter l'utilisation des forces hydrauliques encore disponibles et faciliter la construction ou l'extension d'usines productrices d'énergie électrique.

Au sein du Conseil des Etats, la discussion a naturellement porté avant tout sur l'aspect politique et juridique de la question, notamment sur le vieil antagonisme qui met aux prises l'étatisme et le fédéralisme, les droits des Cantons d'une part et ceux de la Confédération d'autre part. Le centre des débats fut constitué par la question de l'aménagement de grands bassins de retenue, du point de vue de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques. En motivant son postulat, le conseiller aux Etats Klöti avait toutefois insisté également sur l'importance des questions suivantes:

1° *A quelle valeur doit-on estimer la consommation d'énergie en Suisse pendant ces vingt prochaines années?*

2° *Par quel genre de nouvelles usines hydro-électriques cette consommation sera-t-elle le mieux satisfaite?*

3° *Faut-il procéder immédiatement à l'aménagement de l'une des deux grandes usines à accumulation du Rheinwald ou de la vallée d'Urseren, ou doit-on se borner, pour l'instant, à des extensions d'usines existantes et à l'aménagement d'usines à accumulation de moindre importance?*

Ces questions essentielles ne sont ni politiques, ni juridiques. Elles doivent être étudiées et résolues en tenant compte de considérations d'ordre économique.

Les problèmes intéressant l'avenir de l'économie électrique suisse dépendent donc essentiellement de ces faits économiques, bien que leur solution exige naturellement la collaboration de tous les intéressés, y compris les milieux politiques.

Mon exposé ne concerne qu'une faible partie de ce problème si complexe. Je me bornerai en effet à la question de savoir comment l'aménagement des forces hydrauliques encore disponibles doit se faire, pour que les frais de production de l'énergie puissent être aussi bien adaptés que possible aux recettes qui seront probablement très réduites.

Auparavant, je rappellerai très brièvement quelques données<sup>3)</sup>, sur lesquelles s'appuie mon exposé.

### I° La consommation future d'énergie

Considérons tout d'abord les *quantités d'énergie consommées* en Suisse, pour tous les usages, en 1938, c'est-à-dire avant la guerre. Ces chiffres sont relevés sur le tableau I. La première colonne indique la consommation effective, et la seconde colonne les quantités d'énergie équivalentes, qui seraient nécessaires, au départ des usines, pour rem-

<sup>3)</sup> La production et la consommation d'énergie électrique en Suisse pendant l'exercice 1938/39. Bull. ASE 1940, No. 1, p. 1.

H. Niesz: L'économie électrique et les difficultés actuelles dans la construction de nouvelles centrales. Bull. ASE 1942, No. 26, p. 767.

G. Lorenz: Les besoins d'énergie de la Suisse et l'aménagement des forces hydrauliques du Rhin postérieur avec bassin d'accumulation au Rheinwald. Bull. ASE 1943, No. 23, p. 695.

### Consommation d'énergie en Suisse en 1938

Tableau I.

	Consommation effective 10 <sup>6</sup> t/an	Equivalent d'énergie 10 <sup>6</sup> kWh/an départ usines
<b>a) Houille, coke, lignite</b>		
Industrie ... ..	1,05	6 000
Ménages et artisanat ... ..	1,65	10 000
Transports ... ..	0,18	200
	2,88	
<b>b) Bois de feu</b>	1,25	2 800
<b>c) Mazout et essence</b>		
Chauffage des locaux et chauffages industriels ... ..	0,14	1 500
Moteurs (véhicules) ... ..	0,24	300
	263 · 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	1 200
<b>d) Gaz</b>		22 000
<b>e) Energie électrique</b>	10 <sup>6</sup> kWh	
Industrie ... ..	3 000	3 000
Ménages et artisanat ... ..	1 700	1 700
Transports ... ..	800	800
	5 500	5 500

placer les combustibles et les carburants par de l'énergie électrique, ceci non pas d'après la valeur thermique théorique du kWh, mais bien d'après les expériences pratiques. Toutefois, pour la plus grande partie du bois de feu indigène et pour une bonne partie des combustibles liquides et des carburants, un remplacement n'entre guère en ligne de compte, de même que pour le gaz, dont la production ne devrait pas être réduite, selon l'avis des gaziers, en raison de l'importance des sous-produits.

La *répartition* de la consommation d'énergie au cours de l'année a une très grande importance. Le tableau II indique les chiffres d'équivalence électrique de la consommation du charbon. Pour remplacer complètement le charbon, l'industrie devrait consommer en hiver 1 milliard de kWh de plus qu'en été, soit 3,5 milliards contre 2,5. Dans ce milliard de kWh sont compris les besoins de chauf-

Chiffres d'équivalence de la consommation de charbon  
en 10<sup>6</sup> kWh en 1938

Tableau II

	Hiver	Été	Année
Industrie ... ..	3 500	2 500	6 000
Ménages et artisanat ... ..	9 000	1 000	10 000
Transports ... ..	100	100	200

fage des locaux industriels en hiver, ainsi que le solde de l'énergie des chaudières à vapeur déjà consommée en été. Quant au groupe du chauffage dans les ménages et l'artisanat, il présente une très forte augmentation en hiver, soit 9 milliards de kWh contre 1 milliard en été. Si le but de notre économie nationale de l'énergie doit être de supprimer une aussi grande partie que possible de nos importations de combustibles par l'aménagement de nouvelles usines hydroélectriques, on obtient les chiffres indiqués au tableau III.

A l'avenir, l'industrie pourra utiliser quelque 2,5 milliards de kWh de nouvelle énergie en hiver et 1,5 milliard en été, pour remplacer du charbon, donc 4 milliards de kWh au total, soient les <sup>2</sup>/<sub>3</sub> de la consommation d'énergie assurée actuellement par

Remplacement envisagé du charbon par l'énergie électrique en 10<sup>6</sup> kWh

Tableau III

	Hiver	Été	Année
Industrie ... ..	2 500	1 500	4 000
Ménages et artisanat ... ..	2 000	500	2 500
Remplacement total du charbon ... ..	4 500	2 000	6 500
Pour un développement ultérieur ... ..	2 200	3 300	5 500
Forces hydrauliques susceptibles d'être aménagées	6 700	5 300	12 000

du charbon. Le tiers restant comprend les applications où, pour des raisons techniques, l'usage de la chaleur électrique semble être impossible, du moins pour le moment. M. le professeur Bauer de l'EPF estime qu'il serait actuellement possible de remplacer par l'électricité le 40 % environ de la consommation industrielle de charbon<sup>4</sup>). Le développement de la technique devrait certainement permettre d'atteindre un remplacement de 66 % durant ces 10 à 15 prochaines années (industrie du ciment<sup>5</sup>), etc.).

Pour les besoins des ménages et de l'artisanat, 2,5 milliards de kWh permettraient de remplacer par de l'énergie hydroélectrique le quart environ de la consommation de charbon de ce groupe en 1938, dont 2 milliards de kWh en hiver et 500 millions seulement en été. A lui seul, le remplacement partiel du charbon exigerait donc 4,5 milliards de kWh d'énergie hivernale et 2 milliards de kWh d'énergie estivale, dont 1,4 milliard de kWh en hiver pour les chaudières à vapeur et 900 millions en été. Dans l'intérêt de notre économie nationale, il faudra à l'avenir utiliser aussi probablement de l'énergie d'accumulation pour les chaudières électriques, contrairement aux principes en usage jusqu'ici. Il faudra mettre franchement en pratique l'excellente intention de ne plus brûler dans les chaudières de la houille non dégazée, ceci pour utiliser les charbons de la manière la plus économique possible.

La dernière ligne du tableau III indique les possibilités de production des forces hydrauliques susceptibles d'être aménagées. Ces chiffres sont basés sur les projets et études du Service fédéral des eaux. L'énergie estivale atteint 5,3 et l'énergie hivernale 6,7 milliards de kWh. D'après les projets généraux établis par ce service, il faudrait aménager dans ce but des bassins d'accumulation d'une capacité totale de 2,7 milliards de m<sup>3</sup> \*).

Comme l'indique le tableau III, on disposerait donc théoriquement — en admettant que les usines

<sup>4</sup>) Bull. ASE 1942, No. 23, p. 674.

<sup>5</sup>) Bull. ASE 1943, No. 9, p. 266.

\* Remarques de la rédaction: En admettant que les 6,7 milliards de kWh d'énergie hivernale soient uniquement fournis par 2,7 milliards de m<sup>3</sup> d'eau accumulée, c'est-à-dire sans compter les appoints d'eau en hiver, 1 m<sup>3</sup> d'eau devrait fournir environ 2,5 kWh. Dans l'usine de l'Etzel, dont la chute est de 480 m, 1 m<sup>3</sup> d'eau correspond en moyenne à 1 kWh. Il s'ensuit que les grandes usines à accumulation projetées devraient présenter une chute de 1200 m, pour un même rendement. Les chutes des futures usines à accumulation (p. ex. celles du Rheinwald et de la vallée d'Urseren), qui atteindront réellement 800 à 1000 m, suffiront quand-même, grâce aux apports d'eau en hiver. Ainsi serait certainement satisfaite l'une des 6 exigences relatives à l'aménagement d'usines à accumulation et que mentionne le compte-rendu de la conférence de M. le professeur Meyer-Peter, tenue à la session de l'EPF consacré au plan d'aménagement national (Bull. ASE 1942, No. 22, p. 636).

hydroélectriques soient utilisées complètement — de 2,2 milliards de kWh en hiver et de 3,3 milliards de kWh en été pour le remplacement d'une partie du mazout importé et pour satisfaire à d'autres besoins: électrochimie et électrometallurgie, traitement électrique des minerais, séchage artificiel de l'herbe, transports, cuisson et préparation d'eau chaude dans les ménages, ainsi qu'exportation. Pratiquement, il ne s'agira peut-être que d'environ 2 milliards de kWh en hiver et 2,6 en été. L'économie électrique aura à résoudre le difficile problème de placer 30 % de plus d'énergie en été qu'en hiver pour ces groupes de consommateurs. Cela sera d'autant plus malaisé que l'électrochimie aura également de plus en plus besoin d'une énergie constante, alors qu'elle s'arrange pour l'instant à consommer moins d'énergie en hiver qu'en été.

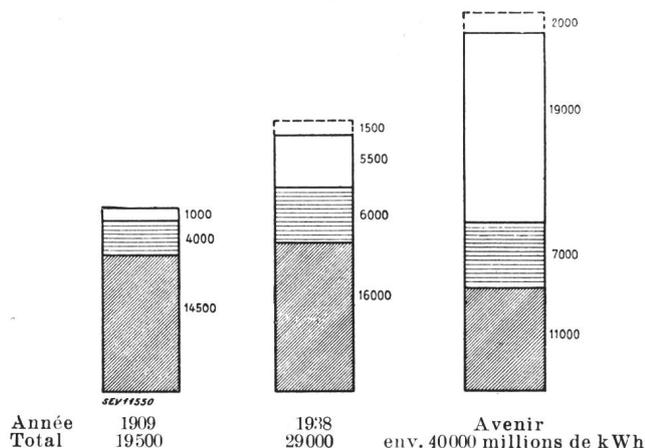
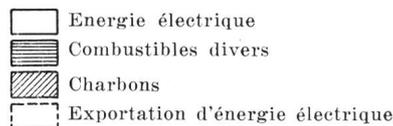


Fig. 1.

Développement et couverture de la consommation d'énergie en Suisse exprimés en millions de kWh (valeur d'équivalence) par an



La fig. 1 représente graphiquement la valeur absolue de la consommation d'énergie en 1909 et 1938, ainsi que la participation des divers genres d'énergie: charbons, autres combustibles et énergie hydroélectrique. La colonne de droite montre la répartition future, lorsque toutes les forces hydrauliques auront été aménagées. A l'avenir, il se peut que la consommation totale de chaleur puisse être encore réduite de 20 à 30 % et même plus, par une utilisation plus rationnelle et plus économique. Un premier pas en ce sens a déjà été fait depuis deux ans, en raison de la pénurie de charbon, qui oblige de nombreuses industries à utiliser le mieux possible leurs contingents de charbon. Les pompes thermiques contribueront également à réduire cette consommation.

La fig. 2 indique la répartition de l'accroissement de l'énergie hydroélectrique en hiver et en été. Les chiffres de gauche sont ceux qui figurent dans le tableau III et s'entendent pour l'aménagement complet de toutes les usines à accumulation étudiées par le Service fédéral des eaux. Le côté droit de cette figure reproduit les indications qui résulteraient de

l'abandon des bassins d'accumulation les plus grands et les mieux situés, au profit d'un aménagement de ces forces hydrauliques par les usines au fil de l'eau. En partant des mêmes considérations sur le développement futur que pour la gauche de la figure, il en résulterait une capacité de production inutilisable de 2 milliards de kWh en été (rectangle blanc, à droite en haut).

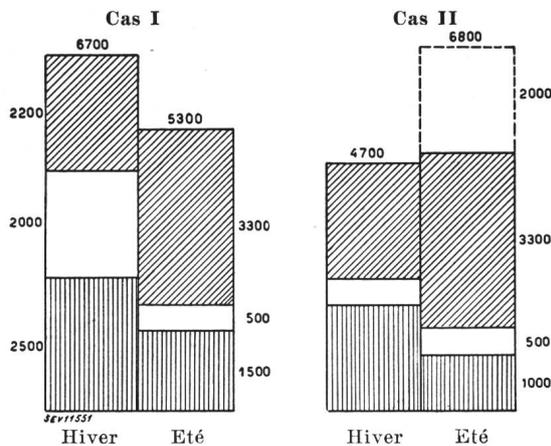


Fig. 2.

Répartition de l'augmentation d'énergie électrique en hiver et en été

(Indications en millions de kWh)

- Développement ultérieur
- Ménages et artisanat
- Industrie
- Inutilisable

Ces chiffres prouvent indubitablement que l'aménagement des forces hydrauliques encore disponibles, capables de produire environ 12 milliards de kWh par an, doit être prévu de telle sorte que *plus de la moitié de la capacité de production soit disponible en hiver*. On ne pourra renoncer en aucune façon aux quelques possibilités d'accumulation favorables, notamment à celles du Rheinwald et de la vallée d'Urseren, et porter l'essentiel de la production d'énergie de ces forces hydrauliques en été.

L'aménagement de toutes ces forces hydrauliques prendra naturellement beaucoup de temps et ne sera guère achevé avant plusieurs dizaines d'années. C'est pourquoi il y a lieu de l'accélérer dans la mesure du possible. Cet aménagement ne pourra toutefois se faire qu'à la condition que les frais de production de la future énergie demeurent très bas, dans les limites fixées par l'emploi de cette énergie pour remplacer les charbons dans les applications thermiques de l'industrie. On n'insistera jamais trop sur ce fait.

## 2° Evolution des recettes provenant de la vente de l'énergie électrique

Nous allons montrer très brièvement quelle a été jusqu'ici l'évolution des recettes des entreprises électriques suisses et comment ces recettes se présenteront dans un avenir immédiat.

La ligne supérieure de la fig. 3 indique les recettes de toutes les entreprises électriques livrant de

l'énergie à des tiers, y compris les exportations, en fonction de la production d'énergie. Pour 1925, j'ai estimé ces recettes à 180 millions de francs, pour une production totale de 2,7 milliards de kWh par les usines de ces entreprises. Pour 1930, 1934 et 1938, ces chiffres sont tirés des statistiques de l'Office fédéral de l'économie électrique.

Le fléchissement des recettes de 1930 est un phénomène très important. Auparavant, les recettes augmentaient proportionnellement à la production. A partir de 1930, elles augmentent moins rapidement, c'est-à-dire que par rapport à la forte augmentation de la production de 1930 à 1938, les excédents de recettes sont relativement moins élevés. Pour la période allant de 1925 à 1930, les recettes atteignaient encore en moyenne 4,6 cts pour chaque kWh nouvellement produit. De 1930 à 1938, ces recettes n'atteignent plus que 1,4 ct par kWh.

Cette modification provient surtout de la forte augmentation de l'énergie destinée aux usages thermiques, livrée à des tarifs réduits, notamment pour les chaudières électriques. C'est ainsi qu'avant la guerre le prix d'équivalence du charbon atteignait 0,6 à 0,8 ct/kWh à l'endroit d'utilisation. Quoique l'énergie livrée à ces chaudières ne soit pas constante

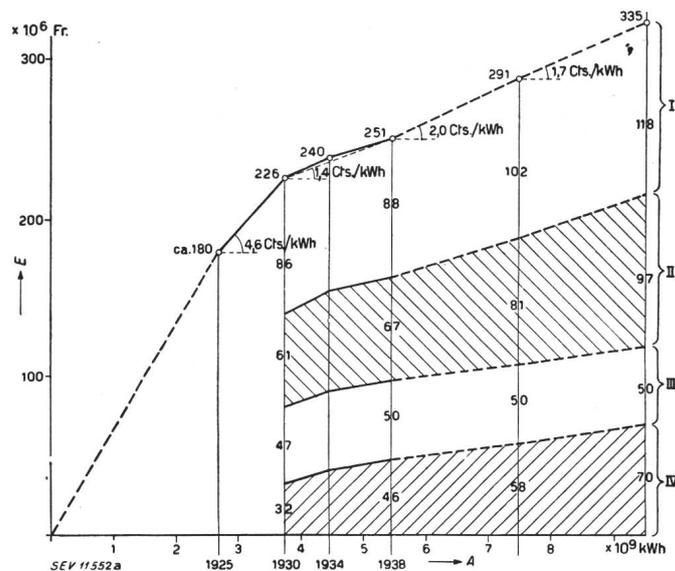


Fig. 3.

Recettes des entreprises électriques de distribution générale pour fourniture d'énergie aux consommateurs et exportation

- E Recettes
- A Production d'énergie effective

Emploi des recettes:

- I Exploitation, administration, impôts
- II Amortissements et dotation des réserves
- III Intérêts et dividendes
- IV Versements aux caisses publiques

et constitue le tarif le plus bas, elle jouera dans notre future économie de l'énergie un rôle important, car elle permet de compenser les fortes variations des débits d'eau d'une année à l'autre, qui peuvent s'écarter en un seul semestre jusqu'à 15 % en-dessus ou en-dessous de la moyenne de nombreuses années. En outre, les abaissements de tarifs pour l'éclairage et la force motrice ont contribué dans une assez forte mesure à abaisser la moyenne des recettes du surplus de production entre 1930 et 1938.

On comprend évidemment qu'il ait été possible de construire entre 1922 et 1928 des usines dont le prix de revient de l'énergie atteignait 4 à 5 cts/kWh, tandis que des usines aussi coûteuses ne peuvent plus entrer en ligne de compte de nos jours.

Abstraction faite de ces baisses de tarif et de l'exportation, les recettes moyennes entre 1934 et 1938 pour la fourniture aux consommateurs indigènes ont atteint 2 cts/kWh pour le surplus de consommation. On peut admettre cette valeur pour les 10 prochaines années.

Ce chiffre se rapporte au kWh produit et non pas au kWh fourni aux abonnés. Il est basé sur le niveau des prix d'avant-guerre.

On peut se demander si cette manière de considérer les recettes supplémentaires provenant du surplus de la consommation permet d'estimer correctement l'économie du développement futur ou s'il ne serait pas préférable de tenir compte des moyennes générales de chaque année. En 1930, les recettes moyennes pour la fourniture indigène atteignaient 7,5 cts par kWh produit. En 1938, elles n'étaient plus que de 5,6 cts. A la suite d'une augmentation de la consommation de 4 milliards de kWh, elles ne seront plus guère que de 3,8 cts/kWh, soit la moitié de la moyenne de 1930. Les frais de production des nouvelles quantités d'énergie à fournir pendant ces prochaines décennies, y compris les frais de distribution, pourront-ils atteindre ce chiffre de 3,8 cts/kWh, compte tenu d'une marge de bénéfice suffisante, ou ne devront-ils atteindre que 2 cts/kWh? C'est ce que nous essayerons d'établir dans les prochains chapitres.

### 3° L'évolution des frais totaux de production d'énergie jusqu'à cette année

La situation et l'évolution probable de l'économie électrique dépendent non seulement des recettes possibles, mais aussi dans une large mesure des frais de production de l'énergie. J'aimerais tout d'abord exposer les principaux facteurs qui entrent en jeu pour toute une série d'entreprises électriques communales et d'entreprises desservant toute une région. Outre les frais d'exploitation et d'administration, je ferai également rentrer dans les frais de

production le service des intérêts au taux de 4% sur la valeur comptable des installations, ainsi que des amortissements au taux de 2% pour les usines et les grandes lignes de transport d'énergie et de 4% pour les installations de distribution. Tout ce qui dépasse ces chiffres doit être considéré comme un bénéfice et ne représente donc pas des frais de production.

L'examen de ces différents facteurs permet de déterminer ce qu'il est désirable d'atteindre dans un proche avenir et ce qui pourra être obtenu.

La fig. 4 indique, pour 1936 et 1941, les frais de production de 30 entreprises communales et de 15 entreprises desservant toute une région, en fonction de l'importance de l'entreprise, c'est-à-dire du chiffre d'affaire annuel en kWh. On constate que les grandes entreprises peuvent se baser sur des frais moins élevés que les petites entreprises. Toutefois, à partir de 50 millions de kWh, les frais de production du kWh ne diminuent plus, même lorsqu'il s'agit de 400 ou 500 millions de kWh. Il ne paraît donc pas nécessaire de procéder à une fusion de moyennes et de grandes entreprises en une vaste entreprise fédérale, pour abaisser le coût de la production. Une fusion n'entrerait guère en ligne de compte que pour de petites entreprises dont le chiffre d'affaire annuel ne dépasse pas 10 millions de kWh.

La fig. 4 montre également le fait intéressant que les prix de revient de l'énergie des petites entreprises de revente qui livrent 2 à 10 millions de kWh par an et sont représentées par des points, ne sont pas plus élevés que ceux des petites entreprises possédant leurs propres usines productrices, mais que pour ces deux groupes d'entreprises ces prix sont d'environ 50% plus élevés que ceux des entreprises de moyenne importance.

La fig. 5 met en évidence la relation qui existe entre les frais de production et la consommation spécifique en kWh par habitant et par an du secteur alimenté. On constate que le coût de production s'abaisse très nettement à mesure que la consommation augmente. En 1936, la consommation spécifique indigène (sans l'exportation) sur les réseaux de distribution générale atteignait 750 kWh

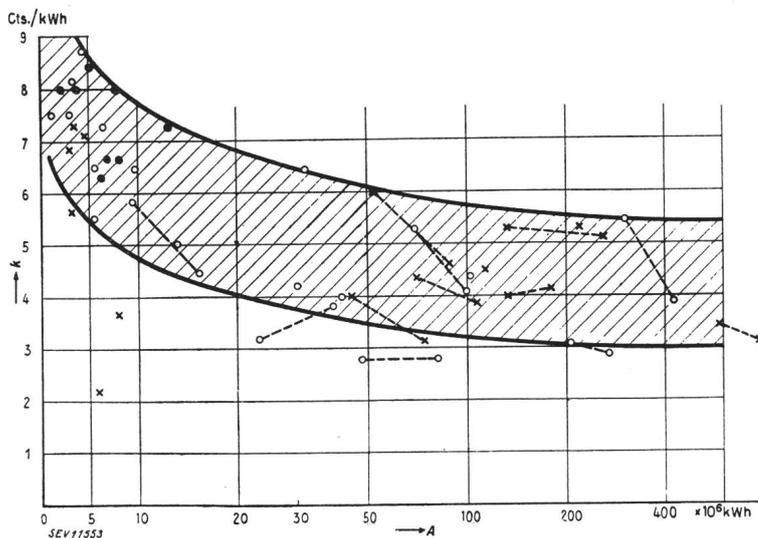


Fig. 4.

Prix de revient de l'énergie en 1936 et 1941 en fonction de la vente d'énergie de chaque entreprise

Les points reliés entre eux concernent la même entreprise (en 1936 et 1941)

A Vente annuelle d'énergie  
k Prix de revient de l'énergie  
(En 1936, la moyenne suisse était de 5 cts/kWh pour la vente aux consommateurs indigènes)

- Entreprises communales produisant elles-mêmes leur énergie
- × Entreprises desservant toute une région produisant elles-mêmes leur énergie
- Entreprises de revente, ne produisant pas leur énergie

par habitant et les frais moyens de production et de distribution étaient de 5 cts par kWh produit. A ce moment, les abonnés de quelques entreprises consommaient déjà le double d'énergie, soit 1500 kWh/habitant, les frais de production et de distribution étant en moyenne de 3 cts/kWh. La densité de consommation, qui augmentera peu à peu, réduira donc automatiquement et d'une manière sensible les frais de production. Ceux-ci ne s'abaisseront toutefois guère au-dessous de 3 à 4 cts/kWh en moyenne, même si la consommation spécifique dépassait 2000 kWh/habitant, c'est-à-dire le double de la consommation actuelle.

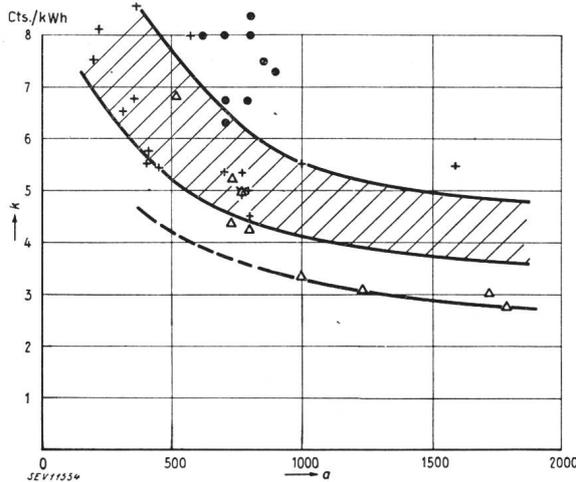


Fig. 5.

Prix de revient de l'énergie en 1936 en fonction de la consommation spécifique

$k$  Prix de revient de l'énergie

$a$  Consommation spécifique en  $\frac{\text{kWh}}{\text{Année} \cdot \text{Habitant}}$

+ Entreprises avec une durée d'utilisation inférieure à 4300 h

△ Entreprises avec une durée d'utilisation supérieure à 4300 h

☆ Moyenne suisse pour la vente aux consommateurs indigènes

● Entreprises de revente

La fig. 6 indique la relation qui existe entre les frais de production et la durée d'utilisation de la puissance maximum. Celle-ci exerce une très grande influence. Une augmentation de 3000 à 5000 heures par an abaisse en effet les frais de production des moyennes et des grandes entreprises de 6,5 à 3,5 cts/kWh en moyenne. Cette extension de la durée d'utilisation n'est toutefois pas entièrement le fait des entreprises, quoique celles-ci puissent exercer une certaine influence dans ce sens, grâce à leurs tarifs. Il n'y a pas grande différence à cet égard entre les entreprises communales et les entreprises desservant toute une région. Les points et les croix se répartissent en effet à peu près uniformément sur toute la zone de dispersion inférieure. Par contre, les frais sont nettement plus élevés pour les petites entreprises que pour les moyennes et les grandes entreprises, pour une même durée d'utilisation.

Un autre facteur, qui influe sur les frais de production, est représenté sur la fig. 7. Il s'agit de la proportion des raccordements d'éclairage, c'est-à-dire du rapport entre les raccordements d'éclairage et le total des raccordements, mesurés tous deux en kW. Plus la part des raccordements d'éclairage est grande, plus les frais de l'entreprise sont élevés. Il est intéressant de constater à ce propos que la majorité des grandes entreprises communales ont

une proportion de raccordements d'éclairage plus élevée que les entreprises desservant toute une région. Toutefois, si l'on considère la position des points par rapport à un axe moyen (I) de la

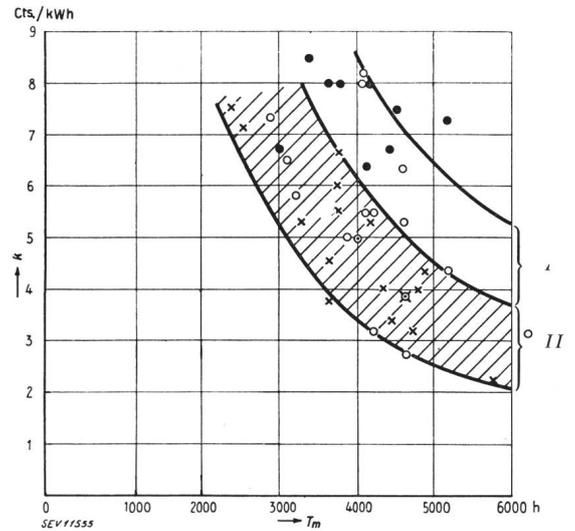


Fig. 6.

Prix de revient de l'énergie en 1936 en fonction de la durée d'utilisation de la puissance maximum

$k$  Prix de revient de l'énergie

$T_m$  Durée d'utilisation de la puissance maximum

o Entreprises communales

x Entreprises desservant toute une région

☆ Moyenne suisse, y compris exportation

○ Moyenne suisse, sans exportation

● Entreprises de revente

I Petites entreprises

II Moyennes et grandes entreprises

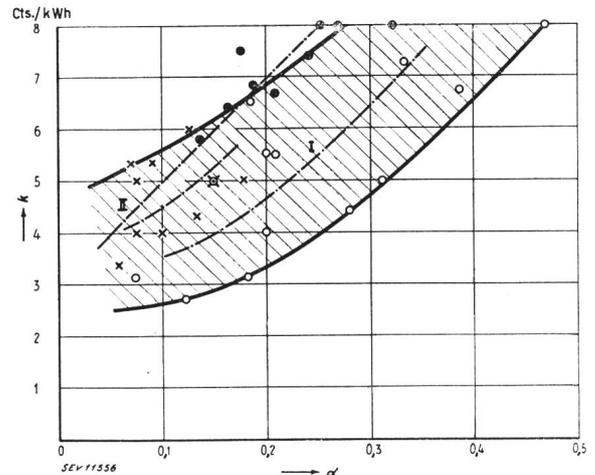


Fig. 7.

Prix de revient de l'énergie en 1936 en fonction de la proportion des raccordements d'éclairage

$k$  Prix de revient de l'énergie

$\alpha = \frac{P_{\text{Eclairage en kW}}}{P_{\text{Total en kW}}} = \text{Proportion des raccordements d'éclairage}$

o Entreprises communales

x Moyenne suisse, sans exportation

☆ Entreprises desservant toute une région

● Entreprises de revente

zone de dispersion, les points se rapportant à la plupart des entreprises communales sont situés légèrement en-dessous de cet axe et ceux des entreprises desservant toute une région légèrement en-dessus. Les recettes spécifiques dépendant, elles aussi, de la proportion des raccordements d'éclairage, conformément à l'axe II inscrit à la partie supérieure, on comprend immédiatement pourquoi les entreprises

communales jouissent d'une marge de bénéfice nettement plus grande. Cette marge est en moyenne de 2,5 cts/kWh, tandis qu'elle n'atteignait guère que 0,5 ct/kWh pour les entreprises desservant toute une région, en 1936. Les prix de vente de l'énergie sont sensiblement les mêmes pour les deux groupes. Ils ne sont généralement un peu plus élevés que pour les petites entreprises qui ne produisent pas elles-mêmes leur énergie.

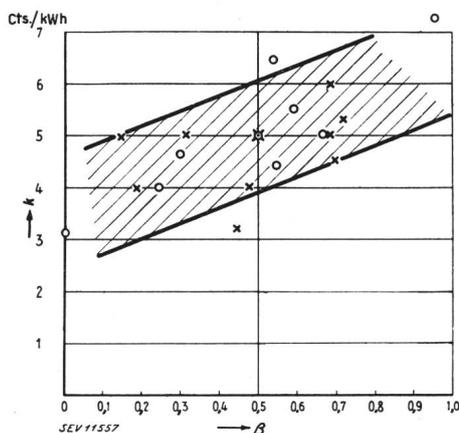


Fig. 8.

Prix de revient de l'énergie en 1936 en fonction du rapport de la valeur comptable

$$\beta = \frac{\text{Valeur comptable en francs}}{\text{Frais d'aménagement en francs}} = \text{Rapport de la valeur comptable}$$

- Entreprises communales
- × Entreprises desservant toute une région
- ▣ Moyenne suisse, sans exportation

A l'avenir, la proportion des raccordements d'éclairage ira en diminuant, mais elle n'occasionnera pas de recul absolu des recettes pour la plupart des entreprises municipales. En revanche, la modeste marge de bénéfice de nombreuses entreprises desservant toute une région disparaîtra complètement.

Enfin, la fig. 8 indique les frais de production en fonction du rapport de la valeur comptable, c'est-à-dire du rapport entre les valeurs comptables et les frais d'établissement des installations<sup>6)</sup>. En 1936, la somme des valeurs comptables de toutes les entreprises de distribution générale n'atteignait plus qu'environ la moitié des frais d'établissement; l'autre moitié est compensée par les amortissements<sup>7)</sup>, les fonds, etc. La baisse du coût de l'énergie qui résulte de la judicieuse politique d'amortissement suivie jusqu'ici est extrêmement importante. Si le rapport moyen des valeurs comptables était de 0,75 au lieu de 0,5, c'est-à-dire si le quart seulement des frais d'établissement avait été amorti au lieu de la moitié, notre énergie serait actuellement de 15% plus chère qu'elle ne l'est réellement. Lorsque les 3/4 des frais d'établissement auront été amortis, l'énergie des installations actuelles sera de 15% meilleur marché qu'actuellement.

Par extrapolation, on en déduit que les frais moyens de production et de distribution de l'énergie,

qui atteignaient 5 cts/kWh pour la consommation indigène en 1936, baisseront à l'avenir jusqu'à environ 3,5 cts/kWh. Reste à savoir si l'énergie provenant des nouvelles usines aménagées au cours de ces prochaines décennies pourra être produite et distribuée à des frais relativement si faibles. Si l'on considère uniquement le rendement économique de l'accroissement de production d'énergie de 4 milliards de kWh au cours des 20 prochaines années, les recettes de 2 cts/kWh provenant de cet accroissement ne couvrent plus du tout les frais de 3,5 cts/kWh résultant de cet accroissement.

L'avenir paraît donc bien sombre. Il s'agit par conséquent d'examiner très attentivement les frais des futures installations. Il est indispensable de considérer la chose encore plus en détail, notamment les deux composantes des prix de revient, à savoir les frais de production et les frais de distribution, afin de se rendre compte de ce que l'on peut espérer tout au plus, en poursuivant de l'aménagement de nos forces hydrauliques et l'extension de nos installations de distribution.

#### 4° Les frais de distribution de l'énergie électrique

Afin d'obtenir tout d'abord un aperçu général de l'évolution des frais de distribution, j'ai représenté sur la fig. 9 le coût des installations des réseaux par habitant, en fonction de la consommation spécifique. L'allure de la zone de dispersion peut paraître à première vue quelque peu extraordinaire. Elle est toutefois confirmée par la position des différents points et par l'évolution de la moyenne nationale. Cette dernière est représentée par la ligne en traits pointillés. Le développement de la consommation spécifique de 600 à 750 kWh par

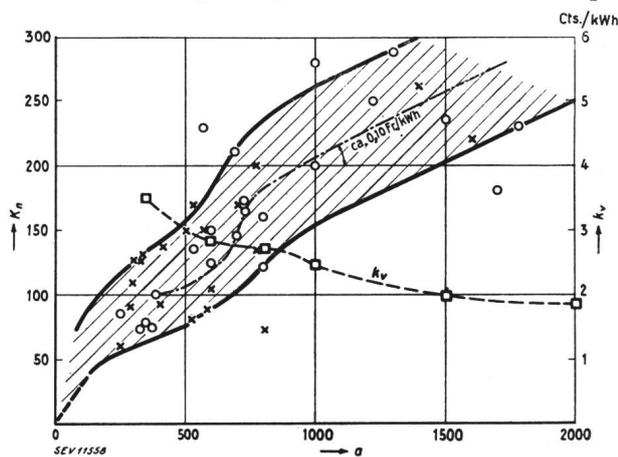


Fig. 9.

Frais spécifiques des installations de distribution par habitant, en 1936, en fonction de la consommation spécifique

- $K_s$  Frais spécifiques des installations de distribution en fr./habitant
- $a$  Consommation spécifique en  $\frac{\text{kWh}}{\text{Année} \cdot \text{Habitant}}$
- $k_v$  Frais de distribution en cts/kWh

habitant et par an s'est opéré de 1932 à 1936, à une période où des sommes relativement importantes furent investies dans les réseaux de distribution et les lignes de transport d'énergie, alors que la consommation n'augmentait que modérément. Il semble qu'il en ait été de même pour les frais spécifiques d'installation des réseaux de la plupart des

<sup>6)</sup> A. Härry: Frais d'établissement et d'exploitation des usines hydroélectriques suisses. Bull. ASE 1940, No. 11, p. 254.

<sup>7)</sup> W. Rickenbach: Die Abschreibung und Erneuerung von hydroelektrischen Kraftwerken. Bull. ASE 1932, No. 19, p. 496.

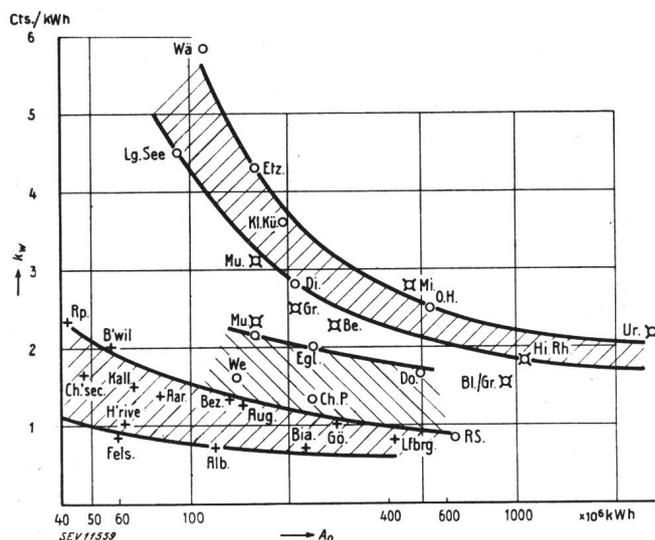
entreprises. Une augmentation dépassant 1000 kWh/habitant n'exigera plus que de modestes investissements supplémentaires d'environ 10 cts par kWh d'augmentation de la consommation spécifique. Les frais de distribution de la consommation d'énergie supplémentaire seront dans ce cas en moyenne d'environ le 12 % de ces investissements, soit de 1,2 ct/kWh, par rapport à une moyenne de 2,5 cts/kWh de la production totale de 1932 à 1936. Toute consommation d'énergie dépassant la consommation actuelle n'occasionnera donc plus que la moitié des frais de distribution. La moyenne globale se rapprochera par la suite de 1,8 ct/kWh. Il serait parfaitement faux de croire que les réseaux actuels pourraient distribuer des quantités d'énergie notablement plus élevées sans le moindre investissement supplémentaire.

Enfin, il y a également lieu d'estimer avec circonspection les futurs frais de distribution, parce que les quantités d'énergie supplémentaires proviendront de plus en plus de vallées reculées de nos Alpes. Les frais de 1,2 ct/kWh que nous venons d'indiquer sont basés sur les frais d'établissement des installations de distribution aux prix d'avant-guerre. Il est donc préférable d'admettre des frais de distribution de 1,5 ct par kWh d'augmentation de production.

### 5° Les frais de production de l'énergie

La fig. 10 montre les *frais de production de l'énergie hivernale* des usines construites jusqu'ici en Suisse, en admettant une utilisation complète de l'énergie disponible et en admettant également que l'énergie estivale ait une valeur de 1 ct/kWh. Ce mode de calcul est appliqué par le Service fédéral des eaux dans ses publications. Il est quelque peu théorique et donne, dans les cas où les frais moyens de l'énergie annuelle sont inférieurs à 1 ct/kWh, des frais plus bas pour l'énergie hivernale que pour l'énergie estivale, ce qui est en quelque sorte illogique. Lorsque ces cas se présentent, la fig. 10 indique les frais moyens de l'énergie annuelle.

Dans la zone inférieure de dispersion se trouvent les points correspondant aux usines au fil de l'eau



aménagées avant la dernière guerre. On constate une nette réduction des frais de production de l'énergie hivernale au fur et à mesure d'une augmentation de la grandeur de l'usine, représentée par la capacité de production annuelle sur une échelle logarithmique. La plus grande et la plus favorable des usines au fil de l'eau de cette période est celle de Laufenburg, dont la capacité de production est d'environ 400 millions de kWh et dont les frais de production atteignent 0,8 ct/kWh.

La zone moyenne de dispersion englobe les grandes usines au fil de l'eau à basse chute aménagées depuis la dernière guerre. Les usines de cette période ont des frais de production d'énergie hivernale de 1,5 ct/kWh en moyenne. Elles sont donc déjà un peu plus coûteuses que les anciennes usines de puissance analogue. Les frais de la plupart des usines au fil de l'eau à construire seront à peu près du même ordre de grandeur. On ne peut en tout cas pas compter sur un abaissement du coût de l'énergie par rapport au coût actuel. Les usines au fil de l'eau à basse chute les plus favorables sont d'ailleurs déjà construites.

La zone supérieure de dispersion renferme les usines à bassin d'accumulation annuelle construites jusqu'à présent. Pour cette catégorie d'usines, l'abaissement des frais de production de l'énergie augmente beaucoup plus fortement avec l'augmentation de la grandeur de l'usine ou du groupe d'usines. Les usines du Wägital<sup>8)</sup>, du lac de Lungern et de l'Étzel<sup>9)</sup> ont des frais de production d'énergie hivernale de 4 à 6 cts/kWh, soit le double des frais atteints par des usines plus grandes, comme celles du Oberhasli<sup>10)</sup>. Sont également indiquées sur cette figure les usines projetées suivantes: Rhin postérieur<sup>11)</sup>, vallée d'Urseren, Blenio-Greina, Misox, Bergell et lac de Mitten-Limmern.

Cette représentation, basée sur une valeur de l'énergie estivale de 1 ct/kWh, ne donne pas une image complète des frais de production et de la valeur de l'énergie.

L'importance des frais d'établissement et des frais de production de l'énergie des usines à accumulation exige un examen extrêmement attentif.

La fig. 11 représente les frais d'établissement d'usines à haute chute sans bassin d'accumulation, en fonction de la puissance installée. Elle montre que ces frais n'augmentent que de 24 à 60 millions de francs, c'est-à-dire  $2\frac{1}{2}$  fois seulement, pour un certain type d'usine avec 300 m de chute et une longueur de galerie de 10 km, lorsque la puissance passe de 50 000 à 200 000 kW et qu'elle augmente par conséquent de 4 fois.

Pour les chutes plus élevées, la même puissance exige une moindre quantité d'eau et, par consé-

<sup>8)</sup> Bull. ASE 1932, No. 2, p. 25.

<sup>9)</sup> Bull. ASE 1937, No. 23, p. 601.

<sup>10)</sup> Bull. ASE 1942, No. 20, p. 529.

<sup>11)</sup> Bull. ASE 1943, No. 23, p. 695.

Fig. 10.

Frais de production de l'énergie hivernale, au départ des usines aménagées  
(Valeur de l'énergie estivale: 1 ct/kWh)

$k_w$  Frais de production de l'énergie hivernale  
 $A_0$  Capacité de production annuelle

quent, des canalisations de moins grandes dimensions. Pour une chute de 400 m, la courbe des frais est donc plus basse que pour une chute de 300 m. Inversément, elle est sensiblement plus haute pour une chute de 150 m par exemple (courbe supérieure du diagramme).

A partir de 500 m de chute, le coût ne s'abaisse plus guère, étant donné que la forte augmentation du coût de conduites forcées en fer compense la réduction de prix des autres parties de l'installation.

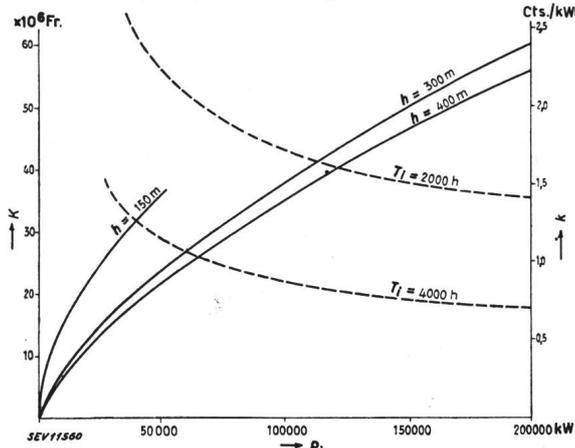


Fig. 11.

Frais d'aménagement et prix de revient de l'énergie des usines à haute chute sans accumulation, en fonction de la puissance installée

- $K$  Frais d'aménagement
- - -  $k$  Prix de revient de l'énergie
- $P_i$  Puissance installée
- $T_i$  Durée d'utilisation de la puissance installée
- $h$  Hauteur de chute

Les lignes en traits interrompus de la fig. 11 représentent les frais par kWh d'énergie sans accumulation, pour une chute de 300 m. La ligne supérieure s'entend pour une durée d'exploitation de la puissance installée de 2000 heures par an, la ligne inférieure pour 4000 heures. Les usines à accumulation aménagées jusqu'à fin 1937 présentent en moyenne une durée d'exploitation ou d'utilisation d'environ 1900 heures par an. Pour les futures usines à accumulation, une aussi forte concentration n'est plus nécessaire. Il suffit que l'énergie disponible soit concentrée sur 3000 heures par an environ, ce qui provoque heureusement une baisse du coût de l'énergie, car la puissance des usines en kW peut alors être réduite pour une même quantité d'énergie.

Les frais d'établissement des bassins d'accumulation sont plus malaisés à comparer, car ils dépendent dans une large mesure des conditions topographiques et géologiques. Néanmoins, si l'on considère un grand nombre de ces bassins, on peut tout de même constater une certaine relation entre les frais d'établissement et la grandeur des bassins, ainsi que le montre la fig. 12, où sont indiqués les frais d'établissement de tous les bassins qui peuvent encore être aménagés en Valais, ainsi que quelques bassins des Grisons, en fonction du volume de la retenue. La dispersion des points est évidemment assez considérable, mais on constate une certaine régularité, dont le caractère est analogue à celui des autres parties des installations. C'est ainsi que le bassin d'accumulation de Splügen de 280 millions

de  $m^3$ , qui reviendrait à 90 millions de francs, n'est que trois fois plus cher qu'un bassin dix fois plus petit. En d'autres termes, si l'on remplaçait le grand bassin de Splügen par 10 petits bassins totalisant la même contenance, le coût atteindrait 300 millions de francs, au lieu de 90.

Je ne connais pas encore les chiffres exacts relatifs au très grand bassin de retenue de la vallée d'Urseren, dont le volume atteindrait 1,2 milliard de  $m^3$  d'après le projet élaboré par le syndicat des

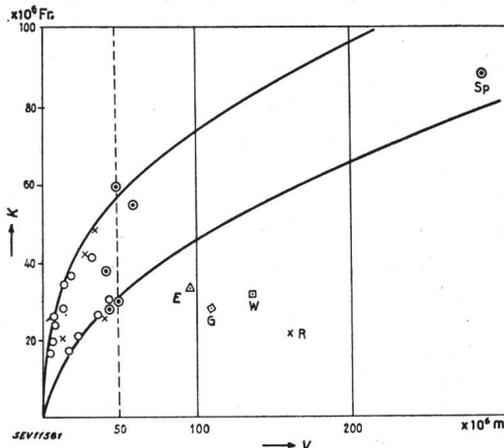


Fig. 12.

Frais d'aménagement de bassins d'accumulation en fonction du volume utile de retenue

- $K$  Frais d'aménagement.  $V$  Volume utile de retenue.
- Usines ou bassins d'accumulation:
- E Etzel. G Grimsel. R Rossens.
- Sp Splügen (Rheinwald). W Wäggital.

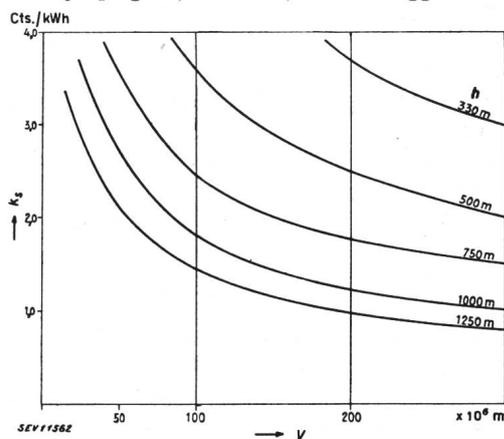


Fig. 13.

Frais d'accumulation moyens par kWh accumulé en fonction du volume utile de retenue

- $k_s$  Frais d'accumulation.  $V$  Volume utile de retenue.
- $h$  Hauteur de chute.

forces hydrauliques des vallées d'Urseren et de la Reuss, projet qui va beaucoup plus loin que le projet officiel de 420 millions de  $m^3$ .

Sur la fig. 12, les points qui correspondent aux trois bassins aménagés de l'Etzel, du Grimsel et du Wäggital se trouvent bien en-dessous de la zone de dispersion des futurs bassins indiqués sur cette figure. Cela se conçoit aisément, puisque l'on a procédé tout d'abord à l'aménagement des bassins les plus avantageux. *Tout aussi favorable est le futur bassin de Rossens* <sup>12)</sup> dans le canton de Fribourg.

La fig. 13 indique les frais d'accumulation moyens par kWh accumulé. Pour un bassin donné, ces frais

<sup>12)</sup> Bull. ASE 1943, No. 6, p. 148.

sont d'autant plus faibles que la chute utilisée à la suite du bassin est plus élevée. Ces frais s'ajoutent aux frais de production de l'énergie sans accumulation indiqués sur la fig. 11. Ainsi que le montrent les courbes de la fig. 13, ces frais diminuent fortement quand le volume de la retenue augmente.

Si l'on utilise non seulement de l'eau accumulée, mais aussi de l'eau courante, ce qui est toujours le cas lorsqu'il ne s'agit pas uniquement d'énergie hivernale, les frais indiqués sur la fig. 13 diminuent en conséquence. Pour de l'énergie exclusivement hivernale, on obtient des frais d'accumulation encore admissibles d'environ 1,5 ct/kWh, lorsque la chute atteint au moins 750 m à la suite du bassin et lorsque le volume de la retenue est d'au moins 100 millions de m<sup>3</sup>.

Des chutes de 400 m et moins sont généralement aléatoires pour des usines à accumulation, car les frais d'accumulation dépassent alors 3 cts/kWh. Les frais n'ont été supportables au Wäggitäl et à l'Étzel, qu'en raison de circonstances particulièrement favorables. Cela sera également le cas pour le bassin de Rossens, qui est exceptionnellement favorable et dont l'aménagement a été décidé à la fin de 1943.

Les explications qui précèdent prouvent que, d'une manière générale, les frais d'aménagement ne sont avantageux et les frais de production de l'énergie suffisamment bas que dans le cas de grandes usines à accumulation. Si l'on suivait l'avis de ceux qui sont opposés à l'aménagement de grandes usines à accumulation et préconisent une décentralisation de la production, on arriverait à un coût beaucoup plus élevé de l'énergie. Une décentralisation présente à vrai dire certains avantages d'une autre nature. Dans la grande majorité des cas, ces avantages sont toutefois largement compensés par le coût plus élevé de la production. En réalité, il y aura tout de même une certaine décentralisation, puisqu'il s'agira de construire au moins 60 nouvelles usines.

Ainsi que je l'ai mentionné précédemment, une force hydraulique à accumulation ne peut pas être jugée parfaitement en se basant sur les frais de production de l'énergie hivernale. En admettant d'une façon uniforme que l'énergie estivale revient à 1 ct/kWh, on ne peut pas mettre suffisamment en évidence la valeur élevée d'une force hydraulique fournissant beaucoup d'énergie en hiver, par rapport à celles qui en fournissent moins. J'ai donc essayé de compléter ces indications par un nouveau diagramme (fig. 14). La part de l'énergie hivernale par rapport à l'ensemble de l'énergie annuelle est reportée en abscisses. La durée d'exploitation journalière, c'est-à-dire la capacité de concentration de l'énergie sur un certain nombre d'heures par jour, est un paramètre variable de la famille des courbes. Les ordonnées des lignes obliques représentent la valeur marchande de l'énergie au départ de l'usine, pour les années 1937 à 1939. La ligne inférieure concerne une concentration de 16 heures par jour, la ligne médiane de 12 heures et la ligne supérieure de 8 heures. L'énergie journalière de 8 heures est celle qui a le plus de valeur. Cette valeur est en

outre d'autant plus grande que la part d'énergie hivernale est plus élevée, ce qui s'exprime par le relèvement des lignes vers la droite. L'énergie estivale vaut beaucoup moins que 1 ct/kWh. Sa valeur dépend de l'utilisation de cette énergie par les chaudières électriques. Toutefois, considérée comme une partie de l'énergie annuelle constante, la part d'énergie estivale peut fort bien valoir 1 ct/kWh et même plus. Suivant la capacité de concentration, l'énergie hivernale vaut 2 à 3 cts/kWh, étant donné

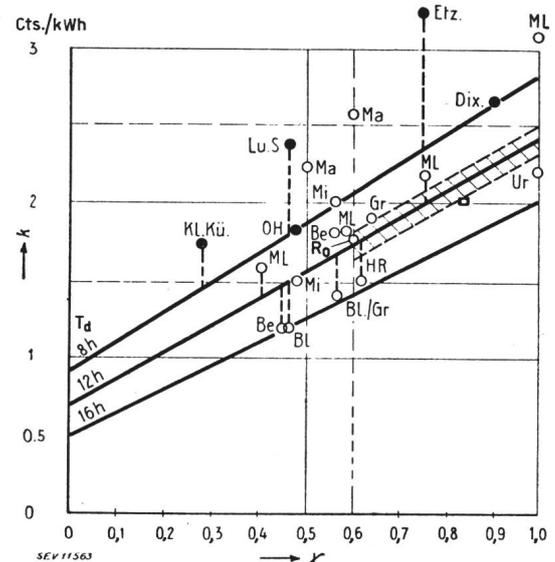


Fig. 14.

Frais de production moyens et valeur de l'énergie accumulée disponible au départ de l'usine

- $k$  Frais de production
- $\gamma$  Part d'énergie hivernale
- $T_d$  Durée d'exploitation par jour
- Projets pour  $T_d = 11$  à 13 h
- Usines à accumulation aménagées:  $T_d = 8$  h

qu'avec elle l'énergie estivale en excédent devient la composante estivale de la puissance annuelle constante.

Les points indiqués se rapportent aux usines à accumulation aménagées, avec concentration de 8 heures ou moins. Les cercles se rapportent à quelques projets actuels avec une durée d'exploitation de 11 à 13 heures par jour. Pour quelques-unes des usines à accumulation aménagées, les points se trouvent tout près de la ligne correspondant à la valeur marchande, par exemple pour la Dixence et le Oberhasli. Pour d'autres usines, les frais de production effectifs sont bien supérieurs à la valeur marchande. Toutefois, ces frais relativement élevés ne jouent plus un grand rôle, car une valeur marchande n'existe plus pour les usines aménagées et dont l'énergie est placée depuis longtemps. Cette valeur n'intéresse que les usines dont l'aménagement est prochain.

L'estimation des projets actuels selon ces points de vue en acquiert par contre d'autant plus d'importance. Conformément aux exigences qui sont actuellement posées aux futures usines à accumulation, l'énergie hivernale devra atteindre au moins le 60 % de l'énergie annuelle. Les frais ne devraient pas dépasser la bande hachurée de la figure. Cette exigence est la mieux satisfaite par les usines du Rhin postérieur et de la vallée d'Urseren. L'usine

de Blenio-Greina, dont la part d'énergie hivernale atteindrait 57 % pourrait encore satisfaire à ces exigences, de même que l'usine de Greina seule, celle de Bergell et celle du lac de Muttin-Limmern, si elle est prévue pour 58 % ou 75 % d'énergie hivernale, tandis qu'une usine du lac de Muttin-Limmern prévue exclusivement pour la fourniture d'énergie hivernale dépassant 3 cts/kWh serait déjà trop chère. Les usines de Misox et du val Maggia ne répondraient plus à ces exigences. *Quant à l'usine de Rossens, elle est particulièrement favorable, parce qu'elle se trouve au centre de la région qu'elle doit desservir.* Pour tous les autres projets, même pour ceux qui ne sont pas représentés sur cette figure, les points se trouvent trop en-dessus des bandes hâchurées ou trop à gauche de la verticale correspondant à 60 % d'énergie hivernale. Fait intéressant, un calcul détaillé a montré que les frais de production des 50 usines à accumulation susceptibles d'être aménagées atteindraient 3,8 cts/kWh en moyenne, sans celles du Rhin postérieur et de la vallée d'Urseren. En mettant en œuvre un plan d'aménagement entièrement différent, que je vais exposer, cette moyenne atteindrait environ 2 cts/kWh, y compris les usines du Rhin postérieur et de la vallée d'Urseren (le point carré dans la bande hâchurée).

Il s'agit maintenant de montrer à combien reviendra approximativement, en moyenne, l'énergie des forces hydrauliques susceptibles d'être encore aménagées en Suisse, en considérant l'ensemble de ces forces.

Sur la base des études du Service fédéral des eaux, on obtient avec quelques légères modifications les conditions indiquées à la partie supérieure du tableau IV, pour les puissances installées.

D'après ce tableau, les frais de production de l'énergie d'accumulation atteignent 3,3 cts/kWh en moyenne, c'est-à-dire en considérant toutes les usines avantageuses ou non. Les frais de production moyens de toutes les usines à accumulation et au fil de l'eau se montent à 2,6 cts/kWh. Cette énergie d'accumulation est sensiblement plus chère que ne l'autoriserait un emploi généralisé pour le remplacement du charbon dans les applications thermiques de l'industrie. Dans ce but, seules les usines à accumulation les plus favorables peuvent entrer en ligne de compte, à savoir celles dont les frais de production atteignent au maximum 1,7 ct/kWh pour de l'énergie constante annuelle, et 2,5 cts/kWh pour de l'énergie exclusivement hivernale. Ce n'est le cas que pour la moitié environ des forces hydrauliques susceptibles d'être aménagées.

Que ferons-nous de l'autre moitié? Devra-t-elle demeurer inutilisée? Non, car il est heureusement un moyen de tirer également profit de ces forces hydrauliques de montagne, en y aménageant des usines au fil de l'eau, complétées par de petits bassins de retenue à régime journalier. Par contre, il s'agira d'utiliser l'occasion exceptionnelle que nous offre la Nature dans la vallée d'Urseren. *Là, le bassin de retenue devra être aussi grand que possible, afin d'utiliser non seulement les eaux de la vallée d'Urseren et de celle de Göschenen, mais aussi les eaux*

*Forces hydrauliques susceptibles d'être aménagées*

Tableau IV

	Quantités d'énergie			Frais d'aménagement			Frais de production moyens
	Hiver	Été	Année	Bassins	Autres Installat.	Total	
	Millions de kWh			Millions de francs			
a) Utilisation de toutes les possibilités d'accumulation; Urseren 420 millions de m <sup>3</sup>							
Usines à accumulation . . .	5030	2670	7700	1980	1170	3150	3,3
Usines au fil de l'eau . . .	1670	2630	4300		700	700	1,5
Total	6700	5300	12000	1980	1870	3850	2,6
b) Utilisation des possibilités d'accumulation les plus favorables; Urseren 1,2 milliard de m <sup>3</sup>							
Urseren . . .	2600	-500	2100	250	400	650	} 2,0
6 autres usines à accumulation	1870	1380	3250	280	400	680	
Usines au fil de l'eau . . .	1970	4420	6390		1050	1050	1,5
Total	6440	5300	11740	530	1850	2380	1,7

*d'autres vallées des cantons d'Uri et des Grisons, sous la forme d'énergie purement hivernale.* De la sorte, on compenserait presque entièrement le manque d'énergie hivernale qui résulterait de l'abandon de l'aménagement de nombreux bassins de petites et de moyennes dimensions, plus coûteux.

Les quantités d'énergie et les frais de production sont indiqués dans la moitié inférieure du tableau IV.

D'après ces chiffres, qui sont évidemment approximatifs, il devrait être possible

- 1° d'obtenir à peu près les mêmes quantités d'énergie hivernale et estivale qu'avec le système preconisé dans la moitié supérieure du tableau;
- 2° de ramener les frais d'aménagement de 3,8 à 2,4 millions de francs, économie appréciable, qui correspond à la suppression d'environ 50 bassins de 28 millions de francs chacun;
- 3° d'atteindre — et ceci est le plus important — des frais de production de l'énergie beaucoup plus réduits, soit en moyenne de 1,7 au lieu de 2,6 cts/kWh pour les usines au fil de l'eau et à accumulation.

Cette différence d'à peine 1 centime peut paraître négligeable. Pourtant, comme nous le verrons, son importance est capitale.

Il ne faut pas oublier qu'il est impossible, en temps normaux, d'utiliser à 100 % l'énergie disponible des usines hydroélectriques. La moyenne basée sur une longue période n'est guère que de 90 %. Dans ces conditions, les frais de production moyens par kWh effectivement produit ne sont plus de 1,7, mais bien de 1,9 ct/kWh, au départ des usines. A ces frais viennent s'ajouter les frais de distribution qui atteindront dorénavant 1,5 ct/kWh. De la sorte, le prix de revient théorique jusqu'aux consommateurs atteindra donc 3,4 cts/kWh effectivement produit. Cela dépasse encore de beaucoup les recettes probables qui n'atteindront que 2 cts/kWh pour les nouvelles quantités d'énergie.

En résumé, les raisons d'ordre économique obligent à renoncer à l'aménagement de nombreux bassins plus petits, mais aussi plus coûteux. Dans ce

cas, les forces hydrauliques doivent être aménagées par des usines au fil de l'eau, complétées par des bassins de compensation journalière. Par contre, il faudra utiliser au maximum les quelques occasions qui se présentent d'aménager de grands et même de très grands bassins d'accumulation. C'est évidemment tout le contraire de ce que prétendent les adversaires des grands bassins, qui estiment que l'on peut renoncer à de tels bassins et en construire de plus petits.

J'ai dit, au troisième chapitre, qu'il n'est pas nécessaire pour des raisons d'ordre économique de grouper de moyennes entreprises électriques en une seule entreprise géante, mais cela n'est pas en contradiction avec l'aménagement de très grandes usines à accumulation, car ces usines doivent être communes à plusieurs partenaires. D'ailleurs, les avantages économiques de la production d'énergie en grand, assurée en commun par plusieurs entreprises électriques, ont déjà été reconnus à l'époque de la fondation des Forces Motrices du Nord-Est Suisse.

#### 6° Répercussions financières

Ainsi que je l'ai signalé, le prix de revient théorique de 3,5 cts/kWh des nouvelles quantités d'énergie à créer ne répond absolument pas aux recettes probables de 2 cts/kWh, même dans le cas le plus favorable. La situation n'est toutefois pas aussi alarmante qu'on pourrait le supposer à première vue.

Il faut en effet tenir compte du fait extrêmement important que les frais d'établissement des installations aménagées sont déjà amortis de moitié. De 1934 à 1938, les valeurs comptables n'ont même plus du tout augmenté. Autrement dit, les nouveaux investissements et les renouvellements ont été compensés par les amortissements et la dotation des fonds de réserve annuels. Il suffit que ce système puisse être maintenu durant les prochaines décades pour que la production puisse se développer malgré un minimum de recettes.

Je vais fournir la preuve de ce que j'avance à l'aide de la fig. 3. Les recettes, représentées par la ligne supérieure, ont été utilisées comme suit: Un bon tiers pour l'exploitation, l'administration, les impôts, etc. (tranche supérieure), un quart pour les amortissements et la dotation des fonds de réserve (seconde tranche supérieure), puis environ un cinquième pour les dividendes à verser à des tiers et pour les intérêts, et enfin environ un sixième pour les versements aux caisses publiques, c'est-à-dire pour des bénéfices nets dépassant les intérêts normaux dans le cas des entreprises communales et qui constituent comme on le sait une importante source de revenus pour les municipalités. A noter tout particulièrement qu'au cours des 8 années de 1930 à 1938, ces bénéfices nets d'entreprises électriques communales ont augmenté à peu près proportionnellement à la production, tandis que toutes les autres composantes, c'est-à-dire les frais proprement dit de production et de distribution augmentèrent beaucoup plus faiblement. Cela confirme l'observation faite dans d'autres domaines économiques, que lorsque la production augmente, les frais n'augmentent que dans une plus faible proportion.

Une nouvelle tranche de 2 milliards de kWh de production supplémentaire effective, avec des frais d'aménagement de 700 millions de francs pour les nouvelles installations, peut être réalisée avec des recettes de 2 cts/kWh seulement, pour la consommation supplémentaire, parce qu'en poursuivant l'amortissement des anciennes et des nouvelles installations on peut maintenir constantes les valeurs comptables, de sorte que le service des intérêts ne subit pas d'augmentation. C'est comme s'il n'y avait pas d'intérêts à payer sur les nouvelles installations. D'autre part, les bénéfices nets des entreprises électriques communales pourront passer de 46 à 58 millions de francs. Les recettes supplémentaires de 40 millions de francs n'auront alors à couvrir que l'augmentation des frais d'exploitation et d'administration des nouvelles installations, les amortissements de celles-ci et l'augmentation des versements aux caisses publiques.

Pour une tranche suivante de 2 milliards de kWh d'augmentation de la production, on admet des conditions plus onéreuses, notamment une recette moyenne de 1,7 ct/kWh seulement, ainsi qu'un prix de revient plus élevé des usines et installations de distribution à construire durant cette période.

Ainsi, il doit être possible de placer la nouvelle énergie à un prix inférieur au prix de revient théorique, sans déséquilibrer les finances de l'économie électrique suisse dans son ensemble.

D'après ce plan, les investissements annuels pourront passer de 67 à environ 100 millions de francs durant les 20 prochaines années. Ces montants sont relativement modestes. De 1930 à 1933, les investissements atteignirent 110 millions de francs par an.

Il s'agit là, bien entendu, d'un exposé schématique. En réalité, toutes ces entreprises électriques ne constituent pas un organisme homogène, comme le suppose ce calcul. Le résultat idéal est d'autant plus malaisé à atteindre, que ces groupements ne sont encore que fragmentaires. Les résultats réels se rapprocheront toutefois d'autant plus de l'idéal que les nouvelles usines seront construites par de plus grands groupes de producteurs, sous forme d'usines communes. Ce système est réalisé depuis longtemps par les usines du Wäggital, de l'Oberhasli, de l'Étzel, etc. Pour les usines du Rhin postérieur, il est prévu une collaboration de 6 producteurs existants.

D'un autre côté, l'interdépendance des producteurs d'énergie, des grands revendeurs et des petits revendeurs complique les affaires. Prenons un cas concret: Les Forces Motrices du Nord-Est Suisse construisent une nouvelle usine ou participent à une telle construction. Elles livrent l'énergie aux entreprises électriques des cantons de Zurich, d'Argovie, etc. Ces dernières ne livrent directement aux consommateurs qu'une partie de cette énergie, le reste étant vendu à des entreprises communales et à des corporations. Dans quelle proportion les fonds de réserve de toutes ces entreprises devront-ils être mis à contribution pour permettre de livrer la nouvelle énergie aux consommateurs, à des prix inférieurs aux prix de revient théoriques? C'est là un problème extrêmement épineux. Il pourrait être beau-

coup simplifié si, tout au moins, les petits revendeurs étaient réunis à des entreprises plus importantes. Ils ne seraient peut-être pas du tout à même de livrer ces nouvelles quantités d'énergie à des prix aussi bas aux consommateurs. Les entreprises qui produisent elles-mêmes la plus grande partie de leur énergie et la revendent au détail se trouvent dans une bien meilleure position.

Signalons également que le calcul qui vient d'être exposé ne peut pas être appliqué sans changement pendant plusieurs dizaines d'années. Il arrivera forcément un moment où les installations existantes exigeront d'importants renouvellements et, par conséquent de grosses dépenses. Les amortissements sont d'ailleurs précisément prévus, en majeure partie, dans ce but.

Enfin, il y a encore une autre complication: la forte augmentation des frais de construction<sup>13)</sup> depuis 1939. Les calculs que je viens de présenter sont en effet basés sur les prix d'avant-guerre. Si, à la fin des hostilités, les prix des constructions ne reviennent pas au niveau de ceux d'avant-guerre, l'équilibre du futur développement de la production d'énergie en serait compromis. Il pourrait être rétabli si les prix d'équivalence de l'énergie électrique par rapport aux combustibles étaient rajustés à un niveau sensiblement plus élevé que celui d'avant-guerre. Il est probable que les prix des combustibles baisseront à la fin de la guerre, mais certainement pas dans la même proportion qu'après la dernière guerre.

Au cas où un déséquilibre persisterait entre les frais de construction et les prix des combustibles, il y aurait tout de même moyen de s'en tirer, en adaptant les recettes aux frais de construction plus élevés. Il faudrait pour cela relever les tarifs pour les applications où les combustibles n'exercent pas de concurrence ou laissent une plus grande marge. Une majoration moyenne de 4 % sur l'ensemble de la production de 1938 augmenterait de 10 millions de francs les recettes annuelles, ce qui permettrait de compenser un renchérissement des constructions de 14 % sur les nouvelles usines et installations aménagées pendant les dix prochaines années. Ce serait un assez piètre résultat, car le renchérissement du coût de construction des usines atteint déjà au moins 60 %.

Une mesure de ce genre ne pourrait toutefois être appliquée que si les autorités fédérales supprimaient le blocage des prix de l'énergie électrique. Cela arrivera un jour ou l'autre. L'économie électrique pourra alors se tirer elle-même d'affaire. Il ne faut guère s'attendre à recevoir de la Confédération des subventions à fonds perdu provenant des crédits affectés à la création d'occasions de travail. Les entreprises électriques ne désirent d'ailleurs pas du tout être mises au bénéfice de telles subventions. Ce qu'elles réclament avant tout, c'est une *accélération et un allègement de l'octroi des concessions de droits d'eau*<sup>14)</sup>. Une caisse de compensation devra être instituée, pour que les charges résultant du ren-

chérissement ne soient pas supportées uniquement par les entreprises qui construisent une nouvelle usine, car les autres entreprises électriques en tirent profit. Un premier projet de caisse de compensation, à laquelle toutes les entreprises électriques auraient versé le 4 % de leurs recettes, n'ayant pas pu être mise sur pied, il faudra rechercher une autre formule.

Il se peut que mon estimation de 2 cts/kWh pour les futures recettes, basées sur le niveau des prix d'avant-guerre, soit trop modeste. Au cas où les recettes atteindraient par exemple 3 cts/kWh, il serait alors plus facile de réaliser un meilleur équilibre, quoique dans ce cas les prix de revient théoriques dépassent encore de 0,5 ct/kWh les recettes.

De ce qui précède, il résulte qu'il ne faut pas songer à construire tout d'abord des usines plus chères et à reporter à une date ultérieure la construction des usines particulièrement avantageuses. En effet, un examen de la fig. 3 permet de constater indubitablement qu'il faut aménager au plus vite les forces hydrauliques les mieux appropriées. Cet aménagement se heurtera d'ailleurs à maintes difficultés économiques, en raison du renchérissement des constructions. Cet aménagement achevé, on aura ainsi élargi et consolidé les bases de notre économie électrique, ce qui permettra de mettre ensuite en œuvre d'autres usines moins avantageuses, car on aura pu procéder entre temps à de nouveaux amortissements qui réduiront les frais de production. D'autre part, l'augmentation des amortissements annuels permettra peu à peu de prévoir de nouveaux investissements annuels plus considérables pour des installations plus coûteuses.

Dans un article de presse, un journaliste prétendait récemment qu'en raison des amortissements considérables, les entreprises électriques peuvent se payer le luxe de construire maintenant des usines relativement coûteuses. En réalité, il n'en est malheureusement rien. Ces amortissements, qui sont le résultat d'une politique financière très prudente, ne pourront guère permettre que la construction des usines les plus avantageuses. Si les entreprises électriques n'avaient pas procédé à d'importants amortissements à une époque où les bénéfices étaient encore élevés, elles seraient maintenant dans une situation beaucoup plus précaire et il leur serait presque impossible de se développer sans exiger de grands sacrifices financiers de la part de la communauté.

Avant de terminer, j'aimerais revenir au postulat Klöti<sup>2)</sup>. A mon avis, on peut donc répondre comme suit aux questions formulées par M. Klöti à l'appui de son postulat:

1° Les *besoins d'énergie* de notre pays au bout de ces 20 prochaines années sont au moins de 4 milliards de kWh supplémentaires par an. Cette augmentation permettra de remplacer à peu près la moitié de la consommation actuelle de charbon dans l'industrie et de relever d'environ 12 % la consommation des autres applications.

2° Cette consommation ne peut être assurée que par l'*aménagement de nouvelles usines fournissant*

<sup>13)</sup> Bull. ASE 1942, No. 26, p. 778.

<sup>14)</sup> Aménagement de nouvelles usines hydroélectriques. Bull. ASE 1943, No. 18, p. 551.

de l'énergie à un prix de revient aussi bas que possible. Outre des usines au fil de l'eau, il faudra construire des usines à accumulation qui permettent de livrer un fort surplus d'énergie hivernale, ainsi que le recommande le programme décennal de l'ASE et de l'UCS pour l'aménagement de nouvelles usines hydroélectriques<sup>15)</sup>.

3° Seules les usines à accumulation les plus économiques peuvent entrer tout d'abord en ligne de compte. Il est indispensable de procéder sans tarder à l'aménagement de l'une des grandes usines à accumulation bien appropriées, qui devrait être celle du Rheinwald, puis à celle de la vallée d'Urseren, de même qu'aux usines de Rossens-Hauterive et de Blenio-Greina. Ce n'est qu'ensuite que les autres

<sup>15)</sup> Bull. ASE 1941, No. 22, p. 581, et No. 23, p. 612.

forces hydrauliques moins avantageuses de nos Alpes pourront et devront être aménagées, en renonçant en partie à la construction de bassins de retenue trop coûteux.

4° Si l'on renonce par contre à l'aménagement de grandes usines à accumulation et si l'on construit aussi économiquement que possible — en vue d'obtenir une énergie annuelle à peu près constante — les quelques usines à accumulation de moyenne importance qui peuvent entrer en ligne de compte, il ne sera plus possible d'obtenir à l'avenir une quantité suffisante d'énergie hivernale. En outre, près de la moitié des forces hydrauliques encore disponibles risquerait dans ce cas de ne pas être aménagée, en raison d'un rendement trop peu économique, au détriment de notre économie nationale.

## Vom Blitzeinschlag bedingter Spannungsverlauf an einer am Ende einer Freileitung angeschlossenen Kapazität

Bericht an die Forschungskommission des SEV und VSE für Hochspannungsfragen (FKH),  
von K. Berger, Zürich, und J. Giaro, Winterthur

621.316.936

*Calcul de l'effet protecteur d'une capacité, en cas de coup de foudre sur une ligne aérienne, en considérant un état quasistationnaire. Etablissement de formules valables en général et pour quelques cas particuliers; examen des courbes de tension. L'introduction des paramètres relatifs permet de ramener à deux le nombre des paramètres indé-*

*pendants pour les valeurs extrêmes de la tension. Ces valeurs peuvent ainsi être représentées par des groupes de courbes planes. Exemples de quelques réseaux de courbes.*

*Les résultats sont valables d'une manière générale pour les phénomènes transitoires engendrés par une f. é. m. d'allure exponentielle dans un circuit amorti.*

### I. Einleitung und Voraussetzungen der Rechnungsmethode

Der Spannungsverlauf an einem Kondensator, der am Ende einer vom Blitz getroffenen Freileitung angeschlossen ist, hängt von vielen Faktoren ab, z. B. Leitungseigenschaften, Erdungswiderstand, Grösse der Kapazität selbst, Höhe und Halbwertdauer der Blitzspannung. Es besteht eine grosse Mannigfaltigkeit der Kurvenformen, nach denen die Spannung am Kondensator ansteigt und abklingt. Die Untersuchung dieser Kurven und ihrer Abhängigkeit von den erwähnten Faktoren ist das Ziel dieser Arbeit.

Zunächst werden die theoretischen Unterlagen für die Kurven oder Kurvennetze geschaffen, welche für die gegebenen Leitungs-, Kondensator-, Blitz- und Erdungs-Eigenschaften die maximalen Spannungen und ihre Zeitpunkte bestimmen lassen. Dazu sind prinzipiell zwei Untersuchungsmethoden möglich: Eine wellenmässige und eine quasistationäre Berechnung. In der vorliegenden Arbeit wird die zweite Methode benützt, die für nahe und sehr nahe Blitzeinschläge genügend genau ist und einen guten Ueberblick über dieses ziemlich verwickelte Problem gibt<sup>1)</sup>.

<sup>1)</sup> Der andere Grenzfall der sehr weit entfernten Blitzeinschläge, d. h. jener, bei denen das Spiel der Hin- und Rückwellen zwischen Einschlag und Kapazität keine Rolle spielt, weil die grösste Kondensatoraufladung bereits vor der Ankunft der 2. Hinwelle zustande kommt, lässt sich sehr einfach berechnen. Siehe dazu A. Métraux und Rutgers, CIGRE 1939, Bericht 107; H. Meyer, Bull. SEV 1940, S. 597.

Um das Problem rechnerisch behandeln zu können, sollen folgende Voraussetzungen über die Form des Blitzstromes und die Leitungskonstanten gemacht werden:

a) der Blitzstrom habe gemäss Fig. 1 einen exponentiellen Verlauf mit einer sehr steilen Stirn

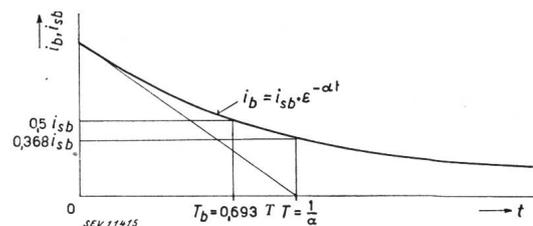


Fig. 1.  
Angenommener Blitzstromverlauf

(Frontdauer gleich Null oder jedenfalls  $< 1 \mu s$ ) und einer Halbwertdauer

$$T_b = T \cdot \ln 2 = 0,693 T$$

$$i_b = i_{sb} \cdot \varepsilon^{-\alpha t} = i_{sb} \cdot \varepsilon^{-t/T}$$

$i_{sb}$  ist der Scheitelwert,  $\alpha$  die reziproke Rückenzeitkonstante des Blitzstromes.

b) Die Freileitung nehmen wir als kapazitäts- und verlustfrei an, ihre Induktivität  $L$  als räumlich konzentriert, was bei nicht zu langen Leitungen, d. h. bei nahen Blitzeinschlägen zulässig ist. Ferner bezieht sich die vorliegende Arbeit auf den Fall des einphasigen Blitzeinschlages (Fig. 2). Die