Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria

Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Band: 90 (1998)

Heft: 1-2: Centrales nucléaires suisses: presque 24 milliards de kWh sans émissions de CO2

Artikel: L'aménagement Cleuson-Dixence

Autor: Reomndeulaz, Jean

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-939373

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: 17.07.2025

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

L'aménagement Cleuson-Dixence

dans une perspective de l'ouverture du marché de l'électricité

Jean Remondeulaz

Résumé

Le complexe hydroélectrique dans lequel s'insère le nouvel aménagement Cleuson-Dixence (Cl/Dix) sera équipé, après la mise en service de ce dernier en octobre 1998, d'une puissance totale de 2000 MW. Ce complexe constituera l'élément majeur du parc de production hydroélectrique suisse.

Cl/Dix est l'outil idéal pour satisfaire les critères de qualité que le service de l'électricité doit assurer en toutes circonstances. En toutes circonstances signifie tout particulièrement les conditions qui caractérisent le fonctionnement du réseau électrique par –10 °C, –15 °C pendant une dizaine de jours. La gestion du service de l'électricité est confrontée, en permanence, à une évolution lente ou rapide des facteurs auxquels elle est étroitement liée. Ces facteurs sont connus; ils ont été pris en compte dans la décision de réaliser le projet Cl/Dix. Le facteur nouveau que constitue l'ouverture du marché de l'électricité est de nature à bouleverser en très peu de temps l'équilibre actuel de l'économie électrique. Les aléas de cette ouverture sont tels que Cl/Dix sera pour longtemps le dernier gros aménagement hydroélectrique en chantier. Seule une crise énergétique (pétrole, nucléaire) peut modifier rapidement le cours des choses de ce point de vue. Il faut donc que les perspectives soient définies aussi vite que possible.

La deuxième partie de l'exposé concerne le fonctionnement du service de l'électricité avant et après l'ouverture du marché et la participation de la Suisse au marché européen. Cette deuxième partie n'a pas été élaborée pour des électriciens spécialisés dans la gestion du service de l'électricité. Elle a été conçue pour donner aux intéressés un aperçu du fonctionnement actuel du service de l'électricité et de celui qu'impose la libéralisation du marché de l'électricité.

A cette fin, l'exposé est présenté sous une forme plutôt didactique avec parfois des répétitions de nature à bien mettre en évidence la complexité du fonctionnement du système.

Si d'hier à aujourd'hui, l'histoire a façonné un «outil électrique» complexe où la production, le transport et la distribution sont en de mêmes mains, où les coûts de production et transport, y compris les «coûts politiques» sont reportés sur les tarifs à la distribution, demain le marché libre va faire éclater ce système. L'«outil électrique» sera moins complexe: production, transport, distribution vont constituer des entités; les clients ne seront plus captifs et aucun client ne voudra supporter un report quelconque des coûts politiques. Il faut entendre par «coûts politiques» les royalties, taxes, redevances, coûts écologiques et surtout le système de financement/amortissement mis en place pour financer la construction, le renouvellement des divers aménagements, ouvrages et installations électriques.

Demain, les producteurs d'électricité devront pouvoir lutter à armes égales avec leurs concurrents européens, au risque d'être éliminés ou absorbés. Le pouvoir politique doit leur en donner les moyens. Il ne s'agit pas uniquement de sauvegarder l'acquis, il s'agit aussi d'ouvrir des perspectives pour la poursuite de la mise en valeur de nos ressources hydroélectriques, quelle qu'en soit la forme (type Cl/Dix par exemple ou nouvel aménagement).

Cet exposé met en évidence une des voies (il n'y en a pas beaucoup) permettant de conserver une certaine maîtrise du parc de production d'électricité, tout particulièrement du parc de production hydroélectrique, seule ressource importante d'énergie primaire disponible en Suisse.

Préambule

L'Union européenne va libérer progressivement le marché de l'électricité dès 1999. Cette libéralisation sera accompagnée d'une décomposition du service de l'électricité en trois secteurs: production/transport/distribution, secteurs gérés administrativement et comptablement de manière séparée. Il s'établira de ce fait une concurrence tout particulièrement dans le secteur de la production, susceptible de corriger à la baisse le prix de l'électricité à la consommation.

Le Conseil fédéral souhaite libéraliser le service de l'électricité en Suisse et que ce dernier s'associe au marché européen. Le Conseil fédéral devrait présenter vers fin 1997 les dispositions relatives à la libéralisation du marché.

Les cantons, souverains, acceptent, a priori, une libéralisation du marché de l'électricité. Ils veulent cependant en connaître les effets avant de prendre une décision définitive.

En conséquence, à ce jour (mi-septembre 1997) nous ne savons ni comment et ni quand le marché de l'électricité sera libéralisé en Suisse.

Dans ces circonstances, évoquer la gestion de Cleuson-Dixence dans la perspective de l'ouverture du marché de l'électricité relève d'une certaine fiction.

Le propos de cet exposé sera d'évoquer les deux volets – Cl/Dix et ouverture du marché – en suivant le sommaire ci-devant.

Cleuson-Dixence servira de support à une critique réaliste des tenants et aboutissants du processus engagé d'ouverture de marché et de ses effets potentiels sur la production hydroélectrique, en mettant l'accent sur la production hydroélectrique.

Figure 1. Cleuson-Dixence, Tortin, tête de tunnelier (photo: Preisig 18 septembre 1996).

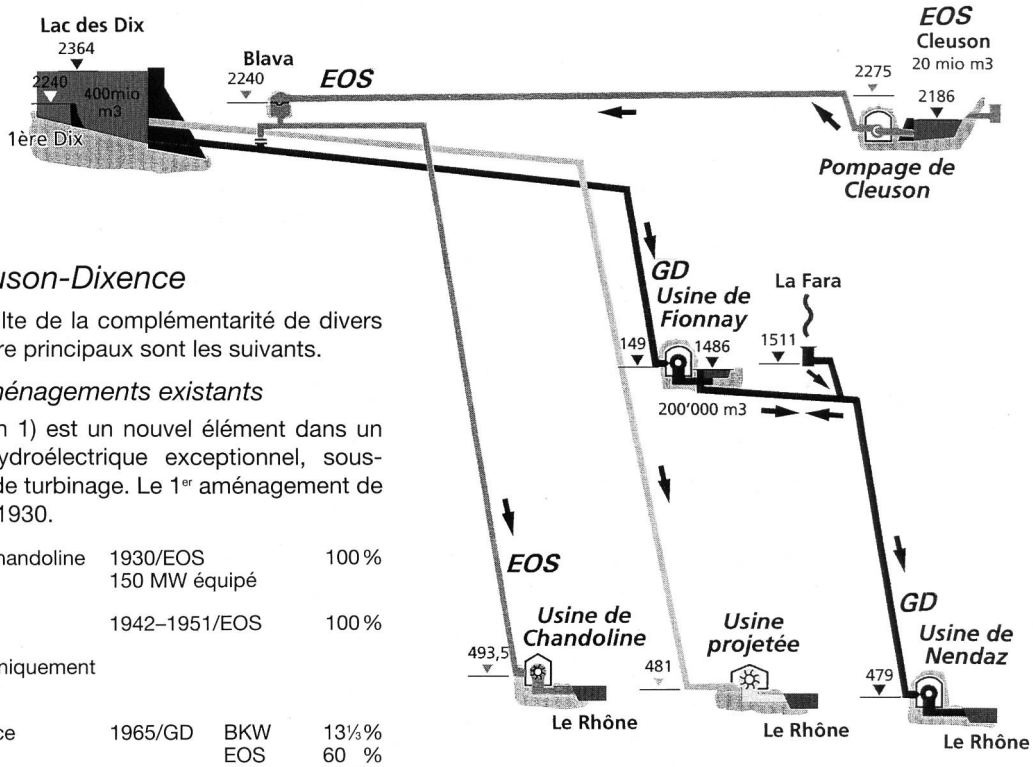

Figure 2. Extension de l'aménagement hydroélectrique Cleuson-Dixence. Ouvrages de la Grande Dixence (GD), de l'Energie de l'Ouest-Suisse SA (EOS) et ouvrages en construction/projet.

1. Pourquoi Cleuson-Dixence

Cleuson-Dixence résulte de la complémentarité de divers facteurs dont les quatre principaux sont les suivants.

1.1 Le site et les aménagements existants

Cleuson-Dixence (plan 1) est un nouvel élément dans un énorme complexe hydroélectrique exceptionnel, sous-équipé en puissance de turbinage. Le 1er aménagement de ce complexe date de 1930.

1re Dixence – Usine de Chandoline Accumulation: 50 mio m³	1930/EOS 150 MW équipé		100 %
Extension Cleuson	1942–1951/EOS		100 %
Bassin d'accumulation uniquement Accumulation: 20 mio m³			
Extension Grande Dixence	1965/GD	BKW	13⅓ %
		EOS	60 %
		IWB	13⅓ %
		NOK	13⅓ %
Accumulation: 400 mio m³ comprenant 50 mio m³ de la 1re Dixence	680 MW équipé		

Les apports GD sont conduits dans le bassin soit par gravité, soit par pompage. A cette fin, le réseau de galeries d'adduction a une longueur totale de près de 100 km et quatre importantes stations de pompage refoulent les eaux à la cote du barrage.

Cette $P_{équipée}$ de 680 MW correspond aux besoins de l'époque pour les partenaires de GD et limitait les investissements au strict nécessaire. Investissements de GD: fr. 1500 mio (valeur 1965).

Extension Cleuson-Dixence Turbinage uniquement	Société simple EOS/GD 1200 MW	1998

Total du complexe:
Production: près de 2 mia de kWh/an.
Puissance: près de 2000 MW installés, soit près de 25 % de la P_{max} consommée en Suisse, dont 1200 MW «en marginal» d'investissement puisque les investissements pour les captages, les pompages et l'accumulation des eaux ont été faits en 1965.

En francs 1998, avec les corrections dues à l'inflation, les intérêts intercalaires, l'investissement de Cleuson-Dixence sera proche de celui de GD en francs 1965. Mais en coût du kW installé de production, la différence est considérable puisque Cleuson-Dixence «se branche» sur l'aménagement existant.

Coût du kW installé GD:	fr. 2000.– en francs 1965
Coût du kW installé Cl/Dix:	près de fr. 1200.– en francs 1998

Variation du coût de la vie entre 1965 et 1998: environ × 3.

Cleuson-Dixence ne va pas accroître la production d'électricité. Cl/Dix va permettre de produire la même quantité d'électricité mais de façon à maintenir à long terme un bon service à la clientèle, en toutes circonstances.

Cette notion de «service» (réglage, réserve...) va devoir être concrétisée dans la perspective de l'ouverture du marché de l'électricité. Reste à mettre au point les modalités de calcul de sa valeur et de sa facturation!

Pourquoi un tel accroissement de la puissance équipée portant la *P* totale du complexe au quart de la Puissance max consommée en Suisse?

D'une part, il y a le fait qu'une durée d'utilisation possible de 1000 heures des eaux accumulées (contre 2000 heures avant Cl/Dix) constitue actuellement un optimum du point de vue gestion énergétique.

D'autre part, le prix spécifique du kW installé décroît considérablement avec une augmentation du débit équipé. Cleuson-Dixence est équipé pour 75 m³/s sous 2000 m de pression, la convergence vers 1000 heures d'utilisation est ainsi atteinte.

1.2 Le besoin

Il y a d'une part l'évolution de la consommation dans les réseaux des partenaires de GD

Depuis 1965, date de la mise en service de GD, bien des choses ont changé en matière de consommation d'électricité; cette consommation a passé de 1 à près de 4, tant en énergie qu'en puissance de pointe.

Mais il y a un fait complémentaire quasi déterminant: la dépendance de tiers pour la production d'électricité.

Les derniers grands aménagements hydroélectriques ont été construits vers 1970.

Pour satisfaire la demande croissante d'électricité, la filière thermique a pris alors la relève avec CTV (Vouvry/mazout) et le programme de centrales nucléaires.

Puis il y a eu la 1re crise pétrolière et ses effets, en particulier la montée en puissance de la défense de l'environnement, focalisée dans une certaine mesure sur les économies d'énergie, d'électricité en priorité. Un moratoire de fait, puis légal a mis fin au développement envisagé du programme nucléaire en Suisse.

Privés d'autres ressources d'énergie primaire économiquement exploitables, les électriciens suisses ont été contraints à s'approvisionner à l'étranger, devenant *de ce fait dépendants de tiers pour pouvoir couvrir en toutes cir-*

constances les besoins des consommateurs (obligation légale de livrer).

A ce jour, les engagements à long terme en France représentent 2500 MW, dont une part importante concerne les partenaires de GD.

En toutes circonstances signifie tout particulièrement les longues périodes de froid intense. La consommation d'électricité croît rapidement avec le froid: en Suisse, quelque 100 MW pour chaque °C de chute de température au-dessous de 0 °C. Et si le froid saisit l'Europe occidentale, les expériences ont mis en évidence qu'après quelques jours à –15 °C, nombre d'usines électriques dévoilent leur limite en matière de pleine disponibilité:

- Hydro: en baisse du fait du froid (étiage).
- Thermique: en baisse sous l'effet des contraintes multiples dans les circuits de refroidissement.
- Incidents dus au froid avec indisponibilités de production et de transport.

En cas de force majeure, de froid intense par exemple, la France garde pour ses propres besoins une large partie des 2500 MW précités, pendant une période de temps limitée, il va de soi. Conséquence: pour garantir leur approvisionnement électrique et couvrir la demande (en kWh et en kW) du fait du moratoire nucléaire, les électriciens suisses doivent investir deux fois: une fois à l'étranger et une fois en Suisse pour couvrir toutes défaillances temporaires d'importation. Dans la perspective d'une participation au marché libre européen, ce handicap est évident.

Pour les partenaires de GD, Cleuson-Dixence permet donc non seulement de faire face aux besoins futurs mais aussi de suppléer aux défaillances, aux indisponibilités de leurs sources d'approvisionnement dites externes, c'est-à-dire objets d'importation.

1.3 La stabilité du réseau

Les centrales thermiques, y compris nucléaires, peuvent, dans des proportions bien limitées et avec des contraintes quant à la rapidité de réaction, participer au suivi de la courbe de charge (de consommation) du réseau.

En cas d'incidents cependant, la relance d'une unité nucléaire nécessite des heures, voire des jours. On ne peut donc plus parler de relance rapide du type Cleuson-Dixence qui peut injecter en quelques minutes 1200 MW dans le réseau. Les caractéristiques dynamiques que requiert la stabilité du réseau (PD^2, suivi quasi instantané des variations de la charge du réseau, réserve rapide, etc.) sont avant tout le fait des usines hydro à accumulation. Les experts de l'Unipede ont estimé qu'en fonction des formes des courbes de charges journalière et annuelle, de la taille des unités nucléaires, pour assurer une stabilité raisonnable du réseau, il faut constituer un parc de production avec répartition hydro accumulé/nucléaire dans la plage suivante:

pour 5 à 9 unités nucléaires –1 unité équivalente hydro-accumulé.

C'est à cette fin qu'ont été construits de gros aménagements de pompage/turbinage – à autonomie plutôt limitée – dans de nombreux réseaux de l'UCPTE.

Ces aménagements sont nettement moins performants que Cl/Dix pour des raisons évidentes, tout particulièrement du point de vue économique.

1.4 La redondance de turbinage

Le complexe existant de GD constitue pour ses partenaires une pièce maîtresse. Mais il faut compter avec le risque d'incidents ou d'interventions pour gros entretiens (après plus de 30 ans) dans les longues galeries, puits et conduites forcées reliant le bassin de Dixence aux usines en cascade de Fionnay et Nendaz.

Cet aspect de redondance n'est pas négligeable lorsque l'accent est mis sur la qualité de service.

Il y a lieu de relever que les facteurs qui sont à la base de la décision de réaliser le projet Cleuson-Dixence *sont tous liés à la continuité et à la qualité du service de l'électricité.*

2. L'économie électrique gère le parc de production dans un contexte en permanente évolution

Les électriciens, dont l'activité est nécessairement basée sur le long terme:

- durée des concessions hydro de 40 à 80 ans,
- durée de vie des matériels: des décennies,

sont rompus aux analyses prospectives, aux prévisions avant toutes décisions importantes telles que la réalisation du projet Cleuson-Dixence, tant pour des raisons énergétiques qu'économiques.

Mais faire des prévisions consiste à remplacer l'inconnu par l'erreur, tant les probabilités de se tromper sont manifestes.

2.1 Evolution de la température de l'atmosphère

Il en est de l'évolution de la température de l'atmosphère et de ses effets sur l'hydraulicité, sur l'érosion glaciaire. Selon les statistiques et comparé à leur état de grâce du siècle passé, les glaciers ont perdu quelque 30 % de leur surface et 50 % de leur volume. Jusqu'où, jusqu'à quand ce phénomène se poursuivra-t-il? Est-il irréversible? N'oublions pas qu'il y a quelques siècles, le bétail passait à pieds secs de Zermatt en Italie sur la voie de l'actuel glacier du Trockenersteg (qui porte bien son nom). Comment évolueront les apports hydro?

L'érosion glaciaire est le fait d'un réchauffement de l'atmosphère (+1 °C moyen depuis la guerre). Nous constatons tous que nos hivers sont moins rigoureux. C'est favorable aux économies d'énergie. Mais périodiquement la température tombe au-dessous de –10 °C pendant quelques jours.

Un parc de production doit être dimensionné pour ces cas extrêmes, même si ces cas sont plus rares aujourd'hui que hier. Qu'en sera-t-il demain? *La couverture des besoins est une responsabilité qui est liée au monopole du service de l'électricité.*

2.2 Evolution des besoins en électricité

- Effets du réchauffement de l'atmosphère.
- Cessation d'activité, délocalisation d'entreprises, d'industries grosses consommatrices d'électricité.
- Effets de crises pétrolières, d'uranium.
- Effets de crises (récession) ou de brusques expansions économiques.
- Effets des nouvelles technologies (machines et appareils moins voraces, moins gourmands).
- etc.

Il y a donc des facteurs de correction tant à la hausse qu'à la baisse.

2.3 Evolution des sources d'approvisionnement

- Accès aux parcs de production des réseaux des pays de l'ex-COMECON, qui disposent d'excédents de production considérables.
- Utilisation des énergies dites renouvelables.
- Groupes combinés chaleur/force.

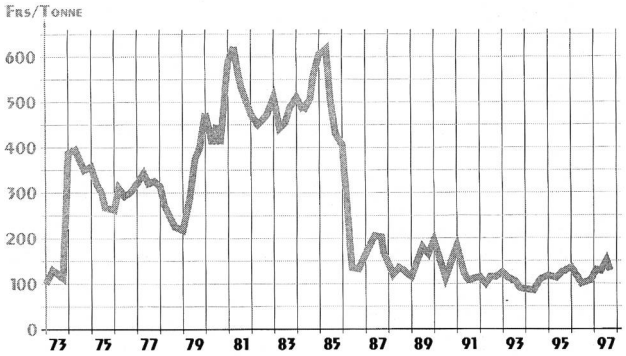

Figure 3. Prix du fuel lourd 3,5 % sur le marché de Rotterdam (francs suisses 1997).

2.4 Evolution des disponibilités pour les sociétés d'électricité

- Droit de retour des aménagements hydro aux communautés concédantes en échéance de concessions.

2.5 Evolution des conditions de financement

- Variation de 3,5 à 8,5 % du taux des emprunts en quelques années. L'effet sur le prix de revient du kWh est considérable (voir plus loin).

2.6 Evolution des prix des énergies primaires

(figure 3)
- Mazout
- Gaz
- Charbon
- Uranium

Energie primaire
Le plan 2 met en évidence l'évolution du prix du fuel (qui dicte le prix du gaz, voire celui de l'uranium). Le prix, en francs constants, est au même niveau que celui qui a précédé «la crise pétrolière» de 1973... En Europe occidentale, ce prix ne représente qu'une fraction du prix de l'eau minérale.

Le prix extrêmement bas du fuel conditionne le prix du marché de l'électricité. Il favorise la production des unités chaleur/force, voire force uniquement. En Suisse, cette évolution se fait au détriment de la mise en valeur du potentiel hydroélectrique non encore utilisé, qui requiert de gros investissements. Les gros renouvellements d'aménagements hydro existants sont aussi remis en cause.

2.7 Evolution des dispositions légales régissant la production, le transport et la consommation d'électricité

- Restrictions diverses à la production et au transport:
  - débits réservés,
  - sites protégés,
  - compensations écologiques,
  - etc.
- Restrictions à la consommation d'électricité
- Taxes diverses frappant l'électricité:
  - redevances,
  - «centimes kWh» pour ceci ou pour cela.
- Electricité gratuite aux concédants
- Fiscalité/Financement
- Tarifs contrôlés

  etc.

L'effet de ces dispositions légales (ou d'autres dispositions de fait) sur le prix de revient de l'électricité ou sur son prix de vente est devenu considérable avec le temps.

Les débits réservés vont progressivement «ponctionner» de 10 à 15 % la production hydro en affectant tout particulièrement la production d'automne, d'hiver, de printemps (avant, pendant et après l'étiage). Le renchérissement du prix de revient sera donc, a priori, équivalent, soit de 10 à 15 %, mais en réalité, le manque à produire en été (période d'apports excédentaires) lorsque les prix du marché sont bas, aura un effet bien moindre sur le prix de revient global de production que le manque à produire durant la période dite d'hiver. Il s'ensuit que la dévalorisation de la production sera supérieure globalement de 10 à 15%.

Cet effet handicape tout aménagement nouveau, objet de concessions nouvelles et tout aménagement en échéance de concession, voire tous les aménagements existants si le processus en cours n'est pas stoppé.

Le manque à produire à terme se montera à 3 à 4 mia kWh/an. Il se produira dans des usines conçues et construites pour produire ces 3 à 4 mia de kWh/an. Les nouveaux aménagements par contre ne pourront compter sur ces eaux et seront équipés en conséquence.

Les redevances hydro ont pris l'ascenceur: aujourd'hui 1,05 ct/kWh; et mûrit, dans certains esprits, l'idée d'une redevance d'accumulation représentant 0,30 à 0,35 ct/kWh.

On veut taxer l'électricité au profit de tout: des énergies dites nouvelles, de la protection de l'environnement et de la protection sociale. Le secteur de la production est visé. On va accroître la fiscalité frappant les aménagements hydro.

Les compensations écologiques sont devenues légales.

Si les effets des débits réservés et redevances ne touchent pas CI/Dix, réalisé dans le cadre de concessions existantes, les compensations écologiques, par contre, ont et vont coûter très cher. Dans le futur, tous les nouveaux aménagements devront y passer!

Si les considérations précédentes (évoquées sous chap. 2) peuvent être considérées comme des évolutions du contexte dans lequel s'insère le service de l'électricité, il n'en va plus de même de la libéralisation du marché.

3. La participation de l'économie électrique suisse au «marché libre» européen

La façon de procéder fera que le passage constituera une évolution ou un bouleversement avec de profondes modifications structurelles de la branche.

Pour ce qui concerne la production hydroélectrique, les dispositions régissant l'ouverture du marché seront lourdes de conséquences.

Il en va de l'équilibre financier des aménagements en service. Il en va du renouvellement de ces aménagements. Il en va enfin de la mise en valeur du potentiel hydro non encore utilisé.

Sous réserve d'une nouvelle «crise pétrolière» ou d'un nouvel «effet nucléaire du type Tchernobyl», CI/Dix sera pour longtemps le dernier aménagement hydro d'une certaine importance réalisé en Suisse.

Pourquoi? Parce que, à l'instar de ce qui s'est passé pour les centrales nucléaires en Suisse, *l'accumulation des contraintes frappant la production hydro* en renchérissant considérablement son prix de revient (PR) (voir point 2 ci-dessus, 2.7 tout particulièrement), renforcée par les *aléas des effets d'une participation au marché libre européen,* fait qu'un moratoire de fait frappe de plein fouet l'extension du parc de production hydro.

Et il n'y aura pas besoin d'un moratoire légal du type nucléaire pour geler ce processus.

Pourquoi?

3.1 L'électricité en Europe – d'avant-hier à aujourd'hui

3.1.1 Le fonctionnement

Avant-hier: ...des entreprises d'électricité avec des clients quasi captifs, des entreprises pratiquant entre elles la solidarité et un commerce d'optimisation de la production...

En Europe, la structure de l'économie électrique est différente d'un pays à l'autre:

- Régie nationale en France, en Italie, gérant l'ensemble du service de l'électricité (production, transport, distribution).
- Entreprises intercantonales, cantonales, régionales, communales en Suisse, privées, publiques, mixtes, gérant tout ou partie du service de l'électricité.
- Structures différentes encore dans d'autres pays, mais les clients sont quasi captifs de leur entreprise/producteur.
- Plus récemment, libre marché dans le Royaume Uni et en Scandinavie.

Du fait que l'électricité doit être consommée à l'instant même où elle est produite (l'électricité ne peut être stockée, exception faite pour de petites quantités en piles),

du fait que l'électricité se déplace quasi instantanément dans la toile d'araignée que constituent les réseaux, selon des lois qui lui sont propres,

du fait des différentes ressources d'énergie primaire (eau, charbon, gaz, pétrole, vapeur, etc.) et de leur répartition géographique,

les entreprises d'électricité se sont groupées en systèmes interconnectés dits synchrones (à la même fréquence) afin d'offrir solidairement un meilleur service à la clientèle et d'optimaliser l'utilisation des ressources primaires.

Se sont ainsi constitués des systèmes en fonction d'opportunités géographiques ou politiques telles que:

l'UCPTE = Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'électricité (Europe occidentale)
NORDEL = Pays scandinaves
UK = Royaume Uni
UPS/IPS = Ex-COMECON (ce système a éclaté avec l'effondrement du communisme et une structure nouvelle se met en place, coordonnée avec celles des systèmes d'Europe occidentale).

Un commerce préférentiel s'est établi à l'intérieur de chaque système puis un commerce intersystème s'est instauré.

L'UCPTE a pris naissance en Suisse. L'économie électrique suisse ne peut pas ne pas y être intégrée d'une façon ou d'une autre. Le fonctionnement de l'UCPTE est basé sur la solidarité entre membres de l'Union (coordination) et des échanges d'électricité pour optimisation des parcs de production.

Des dispositions techniques et administratives ont été prises pour régir le commerce d'électricité qui s'est établi et développé entre les membres de l'Union et avec les autres systèmes.

Règle de base: chaque membre de l'Union doit pouvoir en toutes circonstances équilibrer la demande avec sa propre capacité de production. Donc chaque partenaire doit équiper son parc de production pour faire face à la demande en toutes circonstances (c'est une des finalités de CI/Dix, sinon il faut recourir au délestage).

Hier: ...avec les aléas de l'électricité nucléaire, le commerce a pris de plus en plus d'importance avec des investissements inter-pays.

Jusque vers 1970, le commerce d'électricité au sein de l'UCPTE représentait assez peu de chose en valeur absolue. En volume, la Suisse commerçait autant que tous les autres membres réunis.

On commerçait pour optimiser l'utilisation des ressources primaires, l'eau tout particulièrement. La situation a changé avec l'accroissement de la consommation d'électricité et avec la mise en service des unités thermiques de plus en plus puissantes (1500 MW aujourd'hui).

Ces unités fonctionnent si possible en régime de croisière, des croisières de plusieurs mois. Arrêts et démarrages sont coûteux et ne sont pas sans contraintes pour les machines. On évite, autant que faire se peut, des arrêts.

Les arrêts pour révisions et recharges de combustibles sont programmés en fonction de l'évolution de la demande en cours d'année d'une part et de la disponibilité du parc de production d'autre part.

A basse température, toute la capacité de production est mobilisée pour satisfaire la demande. Dans ces conditions extrêmes, le commerce s'arrête. A température plus clémente, il y a excédent de capacité de production par rapport à la demande. S'établit de ce fait un commerce hebdomadaire, mensuel, saisonnier, avec des prix de kWh pouvant s'approcher du coût marginal (prix correspondant au seul coût du combustible).

On peut moduler dans une certaine mesure la puissance momentanée de production des grandes machines thermiques. Cependant, il y a un seuil critique minimal à la baisse au-delà duquel il faut arrêter la machine. Pour éviter l'arrêt, on vend alors le nécessaire à court terme, au plus offrant. Le prix de vente peut être bien inférieur au prix marginal. C'est une composante du marché spot.

Il y a lieu de relever ici que le bas prix actuel du fuel favorise un marché (spot) déprimé. Il faut en outre relever qu'à la suite du démantèlement du COMECON, le commerce d'électricité s'est établi à l'échelle européenne avec un excédent disponible de production considérable dans les pays de l'ex-COMECON du fait de la récession économique qui frappe durement ces pays.

Dans un tel commerce, les meilleurs gagnent a priori. L'effet de taille (gros contrats d'acquisition du combustible primaire, grosses unités de production, etc.) joue en faveur des grandes entreprises. La Suisse n'est pas avantagée de ce point de vue.

L'électricité: un produit et un service

A côté du commerce, il y a l'aspect service qui tient à la qualité du service de l'électricité: réglage de la fréquence, réglage de la tension, minimisation des microcoupures, des pannes. Ce service coûte cher; CI/Dix est un exemple.

Il y a aussi l'aspect solidarité mis en évidence par l'exemple suivant. Il y a quelques années, un incident a entraîné en moins de 10 secondes une perte de production de quelque 5000 MW en France. La panne a été évitée grâce à la réaction instantanée, naturelle du système UCPTE, provenant tout particulièrement des usines hydro dans les Alpes (type CI/Dix), plus performantes que les unités thermiques de ce point de vue. Cette aide apportée au réseau français a été maintenue durant le temps nécessaire à EdF pour rééquilibrer son système.

Les partenaires UCPTE ont poussé cette entraide à trois jours, sans facturation du service rendu; il y a uniquement restitution de l'énergie mise à disposition, en quantité et qualité équivalentes après rééquilibrage.

Cette solidarité est un élément constitutif de la qualité du service de l'électricité. Pourra-t-elle être maintenue dans un marché libre, avec une foule d'acteurs, indépendants ou

non, où la concurrence constitue la finalité suprême? Si la solidarité doit se transformer en service, comment facturer un tel service? Le parc de production hydro suisse constitue un outil idéal pour le maintien d'une bonne qualité du service de l'électricité. Sa valorisation sur le futur marché ne va cependant pas de soi.

Aujourd'hui...: le commerce entre partenaires de l'UCPTE constitue un marché de saine concurrence.

Ainsi fonctionne le réseau électrique européen actuel. Le commerce plutôt «soft» entre partenaires d'une Union basée sur la solidarité et la coordination des partenaires qui gèrent directement ou indirectement production, transport et distribution avec des clients quasi captifs dans leur zone géographique d'activité. Des partenaires qui équipent leur parc de production en fonction des besoins prévisionnels, à long terme, de leur clientèle et qui répercutent les frais de production, de transport, de la qualité du service sur les tarifs à la clientèle.

Qu'en est-il des prix de production de l'électricité?

«L'hydro» requiert d'énormes investissements. Le combustible primaire, c'est-à-dire l'eau, est taxée selon des dispositions propres à chaque pays.

Le thermique «fuel, gaz, charbon» requiert moins d'investissements. Le combustible primaire peut cependant être coûteux (voir plan 2), c'était le cas hier, ce n'est pas le cas aujourd'hui.

A titre d'exemple, relevons que si Grande Dixence a coûté 1500 mio fr. (1965) pour environ 1800 mio kWh/an, la centrale au fuel de Vouvry (CTV), mise en service dans la foulée de GD, a coûté 200 mio fr. (1970) pour un potentiel équivalent de production: 300 MW, 6000 heures/an, soit 1800 mio kWh/an. Cette production a été effective jusqu'à la crise pétrolière. Ensuite, le prix élevé du mazout a fait son effet.

Le thermique «nucléaire» requiert d'énormes investissements. Le combustible primaire est a priori moins coûteux que le fuel ou le gaz, démantèlement y compris.

Chaque partenaire de l'UCPTE gère son parc de production à sa convenance, compte tenu des dispositions légales qui lui sont imposées. De ce fait, la composition du prix de revient (PR) de production n'est pas comparable entre partenaires actuels de l'UCPTE, concurrents potentiels demain.

Un échafaudage typiquement suisse pour financer la mise en valeur des ressources hydroélectriques

En Suisse, tout un échafaudage financier/social/économique a été instauré à l'époque pour favoriser la mise en valeur des ressources hydroélectriques:

- financement de la construction par des emprunts, en grande partie par les réserves financières des institutions de prévoyance sociale,
- indemnisation des propriétaires des eaux par des redevances et des kWh, et droit de retour quasi gratuit de l'aménagement en bon état de fonctionnement à l'échéance des concessions,
- prise en charge des frais résultant par les consommateurs.

Cet échafaudage permet de reporter sur les tarifs à la clientèle les frais de production et de transport. Il a été déséquilibré par la suite par des augmentations successives des redevances, taxes diverses et effets des contraintes écologiques. Il en résulte que les tarifs à la clientèle sont en moyenne, en Suisse, supérieurs à ceux des pays voisins.

Nos voisins, futurs concurrents, peuvent pratiquer l'autofinancement non soumis à l'impôt. Ils n'ont pas à payer des redevances, taxes diverses, droit de retour d'une ampleur comparable et n'ont pas les mêmes contraintes écologiques.

Pour expliciter la composition du prix de revient, prenons les exemples de deux sociétés hydro.

Electra-Massa (EM)

EM est une usine de 360 MW qui produit quelque 600 mio kWh/an avec grosse concentration de production au fil de l'eau de juin à septembre et une modeste accumulation (50 heures) pour l'hiver. Après 30 ans d'exploitation, donc d'amortissement, le prix de revient (PR) est supérieur à 4 ct/kWh. Pour ces kWh d'été, ce PR est actuellement largement supérieur au prix de kWh équivalents sur le marché, même avec garantie de livraison à la clef.

De quoi se compose ce PR (figure 4)?

- Frais financiers (amortissement, intérêts, dividende 5½%) 49 %
- Prestations aux communautés publiques (impôts, redevances, énergie gratuite) 34 %
- Frais de gestion, d'exploitation, d'entretien 17 %

Après 30 ans d'exploitation, les seuls frais financiers – qui sont la conséquence de dispositions légales – constituent la moitié du PR du kWh. Les royalties – légales aussi – constituent le tiers.

Les autres frais sont plutôt bas.

Le secteur «frais financiers» tend vers 0 pour l'échéance des concessions. L'expérience a mis en évidence que le secteur «royalties» croît proportionnellement plus vite et que l'effet «protection de l'environnement» va aussi prendre une part croissante si le trend actuel n'est pas corrigé.

Dans un marché concurrentiel, EM, du fait de ce PR élevé, constitue un handicap pour ses partenaires. Avec d'autres dispositions légales, plus modestes évidemment du point de vue effets, EM aurait un PR proche du prix de marché d'un kWh de qualité équivalente.

Grande Dixence

Qu'en est-il du complexe dans lequel s'insère CI/Dix. Les caractéristiques énergétiques sont connues (voir point 1.1). Les rapports de gestion de GD mettent en évidence que le total des charges d'exploitation, avec l'augmentation légale des redevances entrant en vigueur cette année, de la fiscalité, va atteindre, en année dite moyenne, fr. 170 mio.

Ce qui engendre un PR de 9 à 10 ct/kWh.

La composition de ce PR est la suivante:

- Frais financiers 56 %
- Prestations aux communautés publiques 16 %
- Frais de gestion, d'exploitation, d'entretien 28 %

Après 30 ans d'exploitation, les seuls frais financiers constituent plus de la moitié du PR. Les deux autres postes diffèrent du cas EM parce que GD

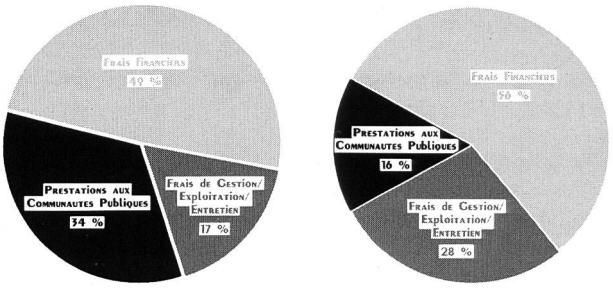

Figure 4. Charges annuelles. A gauche Electra-Massa, 22 000 000 francs. A droite Grande Dixence, 170 000 000 francs.

- l'aménagement plus complexe est plus coûteux à exploiter,
- d'une part, turbine des eaux concédées à des tiers et doit en restituer la contrepartie en kWh (les royalties sont payées par les tiers),
- d'autre part doit pomper une grande partie des eaux accumulées.

«Restitutions» et «Pompage» figurent sous le poste «Frais de gestion et d'exploitation» et le gonflent en quelque sorte, sans cela, la composition du PR serait proche de celle d'EM mentionnée ci-dessus (avec le même commentaire).

Le marché n'offre guère un kWh équivalent à celui de GD en qualité, surtout avec un engagement à long terme. Il n'y a donc guère de références.

Toutefois, la turbine à gaz, le bas prix actuel du gaz aidant, offre une alternative aujourd'hui attrayante pour certains. De ce fait, le PR de GD peut être considéré aujourd'hui comme élevé dans un contexte de concurrence, la part des frais financiers et prestations aux communautés publiques faisant pencher la balance.

Quel sera l'effet de CI/Dix?

Une large part des charges d'exploitation de CI/Dix concerne GD. Après mise en service, en francs 1998/1999, cette part s'élèvera à fr. 60 à 70 mio. Du fait de CI/Dix, le kWh de GD sera renchéri de quelque 4 ct.

Les frais financiers de GD prendront encore plus de poids.

Mais le complexe sera plus redondant; plus performant aussi dans le sens d'un service électrique de qualité, à long terme, même en période de froid intense de longue durée. Un tel service a son prix.

EM est un aménagement au fil de l'eau, en service depuis 30 ans, avec un PR beaucoup trop cher; le marché offre une substitution à bien meilleur compte.

GD est un aménagement à accumulation, en service depuis plus de 30 ans, avec un PR très élevé; le marché n'offre guère de substitution pour garantir la continuité du service de l'électricité en périodes de froid intense et la qualité de service.

Conclusion: L'échafaudage susmentionné n'est donc plus adapté. Il faut lui substituer un autre dispositif pour pouvoir conserver la maîtrise de la gestion des ressources hydroélectriques existantes ou non encore utilisées.

3.1.2 La production hydro dans le marché libre européen de demain

Dans le marché libre de demain,

- les consommateurs dits éligibles (ils le seront tous à terme) seront progressivement libres d'acheter l'électricité «au moins disant des producteurs» en matière de rapport qualité/prix; ils le feront,
- des producteurs indépendants s'installeront, en quelque sorte «en parasite» sur le réseau, sans préoccupation pour la qualité du service de l'électricité et tenteront de s'arracher telle ou telle clientèle.

Au «commerce soft» qui caractérise aujourd'hui le commerce entre sociétés solidaires succédera une concurrence de plus en plus dure. Comme déjà dit, le meilleur gagnera.

Qu'en adviendra-t-il de nos aménagements hydro dans la perspective de l'ouverture du marché? Sous forme de scénario, reprenons les exemples mentionnés:

Considérons l'entreprise Electra-Massa comme image d'une entreprise indépendante dans un marché libre européen. Avec son PR actuel, EM serait rapidement condamnée financièrement et son propriétaire acculé à la faillite. La seule part des frais financiers et royalties dans la constitution du PR est supérieure au prix du marché. La part des royalties uniquement est proche du prix spot! Cependant, l'outil EM ne serait pas nécessairement condamné à l'arrêt. Il trouverait preneur, mais un preneur refusant les engagements financiers, les royalties, et les contraintes écologistes évidemment. De ce fait, EM retrouverait une rentabilité économique et deviendrait concurrente d'autres aménagements hydro «non assainis financièrement», entraînant «un assainissement financier» à la chaîne de ces derniers d'une façon ou d'une autre. Il y aurait effondrement de l'échafaudage évoqué sous 3.1.1. Il faut donc régler «le tout», simultanément.

Echec donc pour les aménagements existants dont le PR est trop élevé par rapport au prix du marché. On ne peut donc pas laisser aller dans cette voie. On ne peut pas recourir à un «système de subventions» puisque l'UE l'interdit pour garantir une certaine transparence au marché libre. Il doit y avoir une correction de base portant sur les éléments constitutifs du déséquilibre pour tout le parc hydro suisse, quels que soient les propriétaires des usines et leur situation financière momentanée.

S'il n'y a pas une correction de base, il y a aussi échec pour les projets de renouvellement, d'extension ou nouveaux quels qu'ils soient. Ces derniers devraient supporter au maximum les frais financiers, les royalties, taxes diverses, etc., et les effets des contraintes écologiques, frais, il va de soi, proportionnellement plus élevés que ceux d'EM et de GD.

Il s'agit ici d'une décision d'une importance capitale pour la production hydroélectrique. L'entrée dans un marché concurrentiel de production d'électricité nécessite préalablement une correction des dispositions en vigueur en les adaptant à celles de la future concurrence, non seulement pour «sauvegarder» les effets de l'équilibre socio-économique qui a été le moteur de la mise en valeur des ressources hydroélectriques, mais aussi et surtout la poursuite de cette mise en valeur.

Ces considérations sont transposables à la production thermique et au réseau de transport.

4. Conclusions

4.1 Le marché libre entraîne la séparation en trois secteurs de l'économie électrique: Production/Transport/Distribution.

Dans le secteur de la distribution, les entreprises devront prendre les mesures qui s'imposent pour être compétitives, concurentielles. Dans ce secteur, l'effet de taille jouera son rôle mais l'implantation politico-géographique aussi. Ce sujet ne constitue pas l'objet de ce mémoire.

Le secteur du transport n'est pas non plus la finalité de ce mémoire. Le coût du transport fera nécessairement l'objet d'une comparaison et d'une compétition. La construction et l'entretien d'un réseau de transport dans les Alpes coûtent nécessairement plus cher que dans les régions de vaste plaine: il faudra en tenir compte. Il faudra tenir compte aussi des effets des conditions de financement de la construction du réseau. Le secteur transport s'insère entre les secteurs distribution et production. Les frais de transport seront facturés soit aux consommateurs, soit aux producteurs, que ces derniers soient suisses ou étrangers. Il y aura donc équité, équivalence en ce qui concerne la concurrence entre producteurs. Mais il faut être réaliste. En prenant possession d'une part du capital-actions des entreprises suisses Motor-Columbus et Watt,

certains producteurs étrangers sont aujourd'hui déjà, de fait, partenaires du réseau de transport suisse et de son parc de production.

Le transport de l'électricité n'est cependant pas comparable au transport routier: les lois de l'électricité font la différence. Il n'y a pas de police pour régler le trafic de l'électricité. La libéralisation du marché entraînera inévitablement, tôt ou tard, la mise en place d'un dispatching (tour de contrôle) européen à des fins de bon fonctionnement et de planification du réseau européen de transport avec les conséquences que chacun peut imaginer

Le marché libre ouvre la concurrence dans le secteur de la production tout particulièrement.

En ce qui concerne *les énergies nouvelles,* alternatives, renouvelables, la Suisse n'est pas avantagée, au contraire.

En ce qui concerne *l'énergie thermique,* la Suisse est largement désavantagée du fait des exigences en matière de sécurité et de protection de l'environnement. «Outil» amorti, la Suisse est désavantagée encore du fait de l'effet de taille. Du fait enfin des dispositions retenues pour le financement de la construction et des renouvellements par l'emprunt alors que les futurs concurrents pratiquent l'autofinancement libéré de fiscalité (idem hydroélectricité).

Subsiste pour la Suisse *la production hydroélectrique* qui reste d'une importance considérable, même à l'échelle européenne. De ce fait, la production hydroélectrique constitue l'élément essentiel du processus en cours. *La Suisse bénéficie en Europe d'une situation privilégiée au cœur du Château d'eau alpin. Les potentialités de mise en valeur de la force hydroélectrique ne sont de loin pas entièrement utilisées. Elles sont adaptables au besoin du marché de demain, à l'image de CI/Dix.* Et il y a les renouvellements, les droits de retour.

L'hydroélectricité est le seul point fort de la Suisse dans le marché libre de l'électricité en Europe.

«Outil» amorti, sans les redevances, taxes diverses, le prix de revient de production est compétitif. La Suisse doit en tirer profit et elle doit définir une stratégie visant ce but.

4.2 Avec le marché libre, les producteurs suisses, du fait de leur prix de production trop élevé, non compétitif, vont perdre progressivement leur clientèle aujourd'hui quasi captive. Ecouler leurs excédents à perte sur le marché ou acquérir d'autres clients à perte les condamne à terme.

Ceci est la conséquence de l'histoire et de dispositions légales ou non, prises en la matière. Il y a des alternatives à une condamnation pure et simple. Il faut ouvrir une autre page de l'histoire et prendre les dispositions adéquates légales ou non.

4.3 Pour tenter d'établir une saine concurrence dans le marché libre de l'électricité, les pays ont signé en 1995 une charte de l'énergie et une charte de l'écologie liée à la précédente.

L'UE interdit toutes subventions.

La Suisse a signé les chartes, mais dans le domaine de la protection de l'environnement, elle fait «bande à part» avec des contraintes largement supérieures, handicapant l'économie électrique suisse dans un marché concurrentiel.

L'autorité politique manque singulièrement de cohérence dans sa façon d'affronter la situation nouvelle.

Le temps n'est plus de ponctionner, taxer l'électricité par divers artifices pour ceci ou pour cela. (Exemple: augmentation des redevances hydro en 1997)

Le temps n'est plus d'épiloguer sur les objets du programme Energie 2000 qui ne sont pas dans la ligne de fonctionnement du marché libre. Le marché libre n'est pas compatible avec des limitations de consommation, contraintes diverses, contrôles, subventions pour ceci ou cela prévues dans le programme Energie 2000.

Dès lors que la participation au marché libre européen est incontournable, inéluctable, dès lors que les modalités de fonctionnement de ce marché sont définies, il ne faut pas se contenter de demi-mesures ou de compromis boîteux; il faut au contraire avoir le courage d'inverser le cours des choses.

Le temps est venu de poser les bonnes, les vraies questions – quels qu'en soient les effets – afin de mettre au point la stratégie permettant à l'économie électrique suisse de faire le pas avec les meilleures perspectives possibles.

Questions particulières:

- Dans un marché libre, la vérité des coûts finit toujours par éclater d'une façon ou d'une autre: L'autorité politique est-elle prête à modifier les dispositions légales existantes (elles sont nombreuses) et à prendre les dispositions légales nécessaires pour donner à l'économie électrique suisse une plate-forme équivalente à celle de ses futurs concurrents?
- Dans un marché libre, européen, tout particulièrement dans le secteur de la production, s'imposera l'entreprise la plus performante, entièrement privée ou pas. Bénéficiera-t-elle du droit d'expropriation lié actuellement au service public de l'électricité?
- Dans un marché libre, l'obligation de produire, transporter, distribuer n'est pas évidente. Cette obligation sera-t-elle maintenue?
- La quasi obligation faite aux entreprises d'électricité d'approvisionner en toutes circonstances reste-t-elle en vigueur ou non?
- Y a-t-il cohérence entre une stratégie de moindre dépendance pour le pétrole (taxe Carbura) et une stratégie différente pour l'électricité?
- etc., etc.

4.4 La stratégie permettant de sauvegarder la mainmise sur la production hydroélectrique et promouvoir sa valorisation future doit recourir aux mêmes méthodes que celles en vigueur chez les futurs concurrents européens:

- autofinancement libre de fiscalité,
- adaptation des redevances, royalties aux normes en vigueur chez les concurrents; idem de la loi relative à l'utilisation de la force hydraulique,
- adaptation des contraintes écologiques aux normes en vigueur chez les concurrents.

Il en va de la création de futurs emplois. A moins qu'à l'instar du processus suivi pour l'électricité nucléaire, la Suisse préfère promouvoir des emplois à l'étranger. C'est un choix de société: veut-on promouvoir des redevances, des taxes, des intérêts (peut-être indirectement promoteurs d'emplois) ou veut-on promouvoir directement des emplois?

Sur cette base, il faudra corriger la situation financière des aménagements existants. Il en va du maintien de la maîtrise des ressources hydroélectriques. Cette correction de la situation financière représente une fortune considérable. Certaines entreprises sont beaucoup plus engagées financièrement que d'autres, pour des raisons historiques, politiques, géographiques. Elles ne doivent pas être pénalisées de ce fait: la correction financière doit être faite dans un concept de solidarité.

Ces corrections faites, le PR de l'hydroélectricité sera parfaitement concurrentiel sur un marché libre. Un bénéfice pourra être dégagé pour financer les renouvellements, extensions et constructions nouvelles, c'est-à-dire des investissements productifs, voire même rétribuer modestement les droits d'eau. Une telle stratégie est favorable à la création d'emplois.

Un processus analogue doit être envisagé pour la production thermique et le transport.

4.5 Le marché libre de l'électricité ne peut être un marché comparable à celui de la tomate, même si certains spécialistes annoncent que demain l'électricité se vendra dans des supermarchés. Qu'il y ait excédent ou pénurie de tomates – que la tomate soit stockable ou conditionnable ne change rien – personne n'est obligé de manger de la tomate. Il y a d'autres nourritures disponibles en permanence.

Par opposition, notre société ne peut se passer d'électricité: pour la plupart, c'est l'eau, ... c'est la vie.

L'électricité doit être disponible en quasi permanence, quelle que soit la température, quel que soit le moment, voire même l'endroit.

A cette fin, CI/Dix n'est pas un outil tout à fait comme les autres.

4.6 CI/Dix:
Les partenaires de CI/Dix ont conçu et réalisé le projet pour pouvoir desservir leurs clients en toutes circonstances. «En toutes circonstances signifie tout particulièrement en périodes de basses températures avec les contraintes diverses qu'occasionne un froid intense pendant 10 à 15 jours et en plus indisponibilité de la production externe (importation), les deux aspects étant liés.

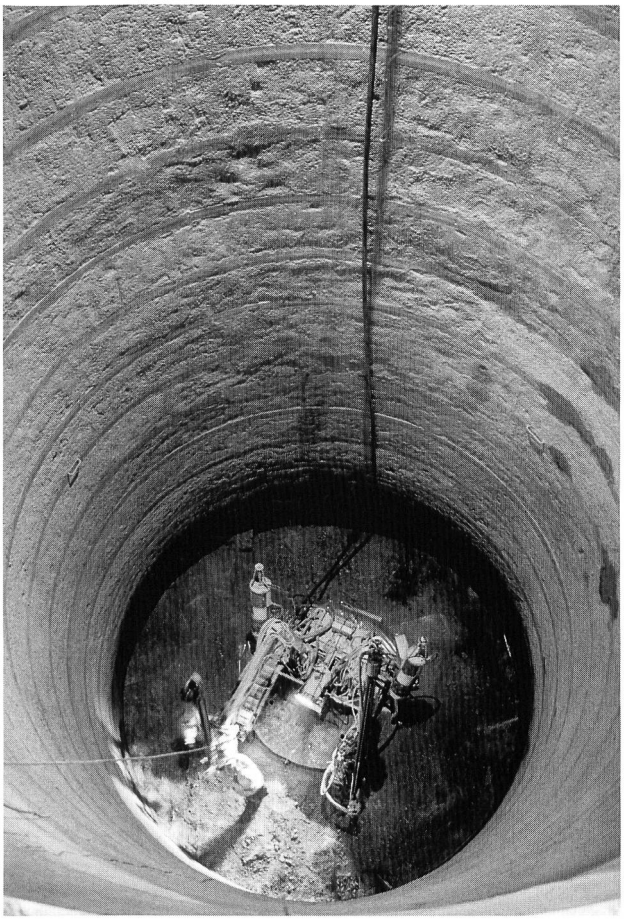

Figure 5. Nendaz: Construction de la cheminée d'équilibre (photo: Preisig, 25 septembre 1995).

Dans ces conditions extrêmes, le parc de production européen est totalement engagé et «le marché» n'offre plus grand chose. L'ouverture du marché est de nature à faire perdre certains clients aux partenaires de CI/Dix. Combien? A priori, peu de consommateurs prendront le risque de ne pas être approvisionnés en période de froid. CI/Dix bénéficie de ce fait d'une situation tant soit peu privilégiée. Mais l'ouverture du marché entraînera à l'évidence une forte pression sur les prix. Les conclusions mentionnées ci-devant pour la production hydroélectrique sont aussi valables pour CI/Dix.

4.7 Commentaire final
Relevons enfin que la structure de l'économie électrique en Suisse s'est développée à l'image de la structure fédéraliste qui caractérise le fonctionnement de nos institutions. Tout s'enchaîne, tout s'imbrique.

L'échafaudage ne supporte pas un déplacement des pièces qui le constituent sans qu'il y ait préalablement mise en place de la consolidation nécessaire. Dans le secteur de l'électricité, comme dans celui du domaine de la politique, on ne peut guère jouer à l'apprenti sorcier.

La participation au marché européen ne doit pas entraîner la moindre incertitude pour les institutions de prévoyance sociale qui ont soutenu financièrement l'économie électrique. Elle ne doit pas non plus entraîner un amoindrissement quelconque de la valeur de la seule et unique ressource énergétique suisse importante: l'eau.

L'économie électrique suisse, quelle que soit sa constitution et sa structure future, devra être partenaire du marché européen, c'est évident; mais dans un contexte de vérité des coûts selon la pratique en vigueur chez ses futurs partenaires et concurrents afin que les intérêts du pays puissent être défendus.

Adresse de l'auteur: *Jean Remondeulaz,* vice-président de l'Association suisse pour l'aménagement des eaux, 9, chemin Chamblandes, CH-1009 Pully.

Discours lors de la 86e Assemblée générale de l'Association suisse pour l'aménagement des eaux, Sion-Bramois, le 18 septembre 1997.