

Office fédéral de l'énergie

Rapport sur le projet pilote de benchmarking

11 juin 2001

Table des matières

PRÉFACE DE L'OFFICE FÉDÉRAL DE L'ÉNERGIE	3
1 BENCHMARKING DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES SUISSES	3
1.1 Vue d'ensemble	3
1.2 Du projet pilote à la formule de régulation	4
1.2.1 Blue Print	4
1.2.2 Plan schématique	5
1.2.3 Projet pilote	5
1.2.4 Benchmarking de l'ensemble des EAE	6
2 COLLECTE DE DONNÉES	7
2.1 Situation	7
2.2 Prise en considération des sept niveaux de réseaux	7
2.3 Enquête et résultats Technique	8
2.4 Saisie et résultats coûts d'exploitation	10
2.5 Saisie et résultats coûts de capital	11
3 DATA ROOM	13
4 CONCLUSIONS TIRÉES DE LA SAISIE DES DONNÉES	14
5 MÉTHODE ET RÉSULTATS DE L'ANALYSE DES DONNÉES	14
5.1 Introduction	14
5.2 Analyse de régression et analyse par enveloppement des données	15
5.2.1 Analyse de régression	16
5.2.2 Analyse DEA	17
5.3 A quoi sert le benchmarking?	18
5.4 Rendement d'échelle	19
5.5 Conclusion de l'analyse de données	20
6 POINTS EN SUSPENS ET MARCHÉ À SUIVRE	21
6.1 Points en suspens en matière de coûts d'exploitation et de frais financiers	21
6.2 Points ouverts lors de la collecte et de l'analyse des données	22

Préface de l'Office fédéral de l'énergie

L'objet du présent rapport est encore partiellement inexploré en Suisse. Mais le projet pilote a atteint une bonne partie de ses objectifs, grâce notamment à la masse de données et aux nombreuses suggestions reçues des entreprises participantes. Une fois les marchés de l'électricité libéralisés, les coûts seront un facteur déterminant de la compétitivité. Cela obligera les exploitants de réseaux à penser davantage en termes d'économie. Grâce au benchmarking, on pourra non seulement déceler les potentiels de réduction des coûts, mais encore justifier, vis-à-vis des autorités de régulation, les dépenses à consentir pour le réseau. C'est ce qui a amené l'OFEN à charger, en juillet 2000, l'entreprise PricewaterhouseCoopers de poser les premiers jalons en vue du développement d'un instrument de benchmarking, compte tenu des documents disponibles dans la branche. Après une phase transitoire, une large application du procédé exigera bien entendu encore des investigations, des adjonctions et des précisions. Les mandataires répondent seuls du contenu du présent rapport.

OFFICE FÉDÉRAL DE L'ÉNERGIE
Division Economie et Politique énergétique

1 Benchmarking des réseaux électriques suisses

1.1 Vue d'ensemble

La libéralisation des marchés de l'électricité est généralement comprise comme un moyen de faire bénéficier les clients d'une réduction des prix. Pour y parvenir, il faut inciter les exploitants des réseaux à abaisser les coûts. Telle est la raison d'être du benchmarking. Cette méthode est appliquée avec succès depuis quelques années en Grande-Bretagne, en Norvège, en Nouvelles-Galles-du-Sud, en Australie.

Le benchmarking vise à rendre comparables les coûts de réseaux des diverses entreprises. On attend par la suite que les meilleures entreprises d'approvisionnement énergétique (EAE) restent des références et réduisent leurs coûts progressivement. La concurrence obligera les autres à rejoindre ces champions. Ainsi le niveau de la branche s'améliorera continuellement. Au fur et à mesure que les coûts de réseau diminueront, les coûts totaux de l'électricité feront de même.

Le benchmarking doit conduire les exploitants des réseaux d'électricité à calculer leurs prix non seulement d'après les coûts, mais aussi en fonction de l'évolution de la productivité de l'ensemble de la branche. Chacun d'entre eux doit pouvoir ainsi abaisser ses prix à un rythme régulier. L'ampleur de la réduction dépendra du niveau initial des prix. Chez les exploitants ayant des coûts élevés et des prix en conséquence, elle est potentiellement plus grande que dans les EAE travaillant déjà de manière très rationnelle.

Il faut tout de même relever que le benchmarking perd une bonne partie de sa signification s'il porte sur des réseaux trop différents. L'exploitant qui dessert une région de montagne doit sans aucun doute consentir des investissements plus importants que son concurrent de plaine. La comparaison des rendements doit donc s'appliquer à des entreprises en situation identique ou analogue; c'est la condition d'un bon benchmarking.

1.2 Du projet pilote à la formule de régulation

Le projet benchmarking constitue une expérience pilote. C'est la deuxième phase d'un projet qui en comporte trois, au terme duquel il y a le benchmarking de toutes les EAE de Suisse et la mise au point d'une formule de régulation du produit.

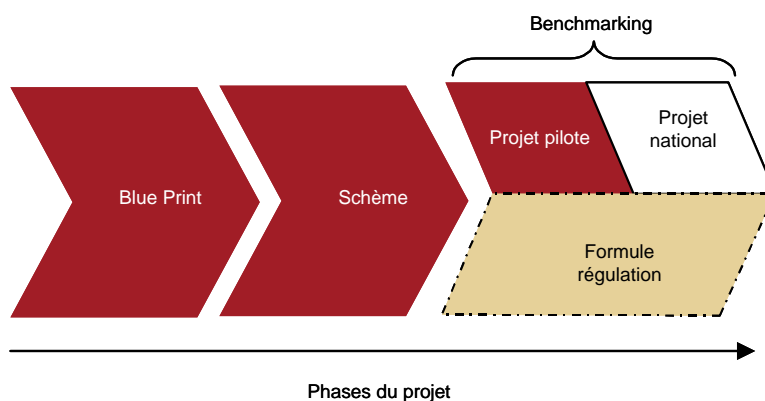


Figure 1: Phases du projet aboutissant à la formulation de bases réglementaires

1ère phase: Précédant le benchmarking dans une première phase, il y a eu un "**Blue Print**", suivi d'un **plan schématique**, qui ont fourni les bases du déroulement du projet pilote.

1.2.1 Blue Print

Le Blue Print a consisté à évaluer des préalables de la régulation à l'aune des expériences recueillies à l'étranger. Les sujets étudiés comprennent la périodicité de la régulation, son objet et son ampleur, ainsi que les tarifs et bénéfices qui y sont liés.

La période de régulation dure de un à cinq ans, dans la pratique. Il apparaît que pour les exploitants qui y sont soumis, l'incitation à un comportement efficient tend à être d'autant plus grande que la période est plus longue. Il faut du temps pour réaliser les potentiels de réduction des coûts. Il faut en effet déterminer les coûts futurs d'exploitation et de capital correspondant à une gestion efficace, ainsi que la base d'investissement actuelle et future. Pour autoriser la comparaison entre les différentes EAE, il faut faire admettre des principes de comptabilisation contraignants, qui fassent que les coûts imputés à une activité donnée soient les mêmes. Il importe par ailleurs de déterminer les centres de coûts que les entreprises soumises à la régulation peuvent influencer: ils sont l'objet de la ré-

gulation. Par ailleurs, on définira une méthode d'évaluation de la base d'investissement actuelle comme préalable à l'appréciation des investissements présents et futurs. En définissant cette méthode, on tiendra compte à la fois des retombées sur l'évolution des tarifs faits au consommateur et des effets d'incitation aux investissements. Le taux de rémunération du capital devrait inclure une certaine couverture du risque de l'exploitant de réseau. Quant à la structure des tarifs, l'autorité de régulation décidera si elle accorde aux exploitants la liberté d'entreprise ou si elle impose une structure unique.

1.2.2 Plan schématique

Il s'agit de formuler ici les prémisses du calcul des coûts d'exploitation, d'investissement et de capital correspondant à une gestion efficace.

La comparaison entre EAE de même type implique l'existence d'une comptabilité transparente et vérifiable, c'est-à-dire d'un bilan et d'un compte des résultats, complétés par un compte des frais indiquant les frais par nature standardisés en termes d'économie d'entreprise. Ainsi les frais d'exploitation soumis à la régulation sont ceux que l'entreprise peut maîtriser. On n'y inclut pas les postes tels que les impôts, les taxes de concession pour la distribution ni les prestations fournies au titre du service public; telle est la pratique internationale.

En définissant les paramètres des coûts d'investissement, on pourra s'appuyer sur le manuel AES de comptabilité d'exploitation pour exploitants de réseau. Il est indispensable de fixer une période d'amortissement unique par type d'installation. Il faudra attendre d'avoir saisi l'ensemble des EAE pour déterminer le volume global des investissements nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Quant aux coûts de capital, la structure des réseaux suisses permet d'appliquer un WACC (weighted average cost of capital) unique dans toute la Suisse. Selon PricewaterhouseCoopers, les capitaux peuvent se répartir en 30 % de capital propre et 70 % de capital emprunté. On pourra également adopter la proportion 40 % / 60 %.

1.2.3 Projet pilote

2e phase: Le projet pilote de benchmarking reprend les valeurs maîtresses du plan schématique, dont il évalue la praticabilité.

Le projet se borne à comparer l'efficacité des EAE en matière de coûts d'exploitation maîtrisables. Les coûts de capital n'ont pas été inclus, faute d'avoir été enregistrés de façon suffisamment systématique. Là où ils sont disponibles, on peut toutefois leur appliquer la même méthode d'analyse. L'étude ne livre pas d'évaluation absolue de l'efficacité. Elle pratique l'efficacité comparée, c'est-à-dire que l'on tente simplement de cerner les performances par rapport à celles de l'entreprise championne du groupe.

Grâce à l'appui de l'Association des électriciens (AES), 30 entreprises d'approvisionnement en électricité ont participé, fournissant leurs données pour les besoins de l'enquête. La période considérée est généralement l'année 2000. Le questionnaire portait sur des chiffres techniques et sur les coûts d'exploitation et d'investissement aux sept niveaux de réseau de l'AES. L'étude pilote présente les méthodes de calcul des performances en

matière d'efficacité (benchmarks). Ces méthodes seront appliquées ultérieurement dans une étude globale sur les EAE de Suisse, au nombre de plus de 900. Mais on a aussi recueilli des enseignements qui serviront à améliorer les différentes phases du projet. Enfin on a identifié les principaux facteurs de coût dans l'exploitation des EAE, mais il ne peut s'agir que d'indications provisoires, vu la modestie de l'échantillon considéré.

1.2.4 Benchmarking de l'ensemble des EAE

3e phase: Le projet pilote devait montrer les méthodes les plus appropriées pour opérer le benchmarking de l'ensemble des EAE une fois entrée en vigueur la loi sur le marché de l'électricité (LME). Les enseignements recueillis dans cette phase initiale fourniront les éléments nécessaires pour la formation de groupes, simplifiant l'opération au plan national. Contrairement à ce qui s'est passé jusqu'ici, la nouvelle loi permettra de saisir dans cette phase des données détaillées et en particulier des séries. Il serait souhaitable d'unifier les règles de comptabilisation et de répartition des coûts. Par ailleurs, l'exactitude des données croîtra d'une période de régulation à l'autre.

Le graphique ci-dessous illustre les phases de régulation dans le domaine des réseaux électriques. Il se réfère à un modèle de référence, qui s'appuie sur les expériences faites au plan mondial par la firme PricewaterhouseCoopers (PwC).

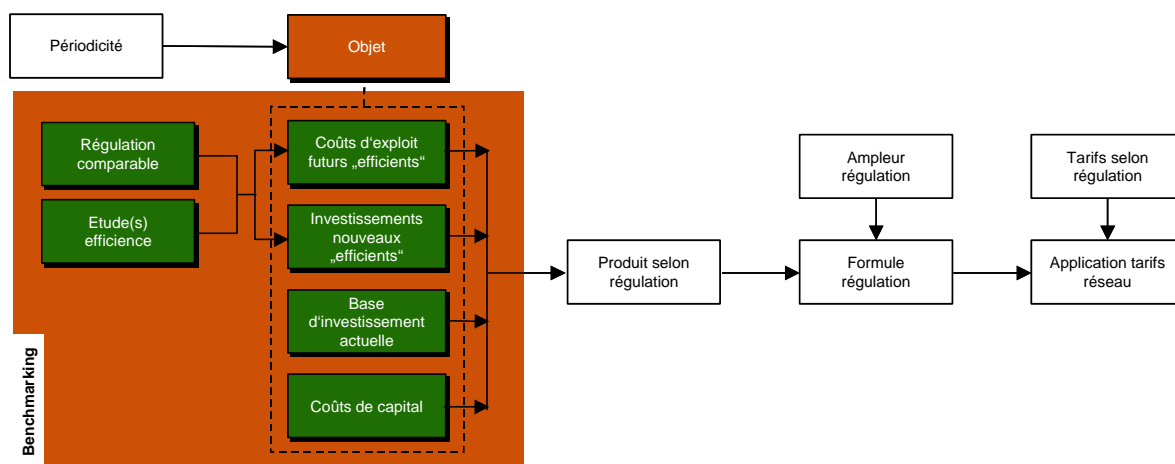


Figure 2: Modèle de référence PwC pour la régulation portant sur les réseaux électriques

2 Collecte de données

2.1 Situation

Le benchmarking pilote s'appuie sur les données brutes de 30 entreprises, recueillies jusqu'au 6 avril 2001. Initialement, 37 exploitants de réseau avaient répondu présents à l'appel. Mais les données de sept d'entre eux, insuffisamment complètes, n'ont pas pu être prises en considération. On a saisi des données émanant des sept niveaux de réseau de l'AES. Chaque EAE a rempli jusqu'à 1000 cases possibles (soit env. 150 par niveau). Le fichier Excel a été divisé en trois secteurs "Technique", "Coûts réseau" et "Capital investi".

La saisie des données avait pour but de faire voir quelles sont les données disponibles dans les entreprises d'approvisionnement en électricité. Outre la précision et l'exactitude des données disponibles, on souhaitait tester aussi la réaction des entreprises participantes, confrontées à ces questions. De plus, il s'agissait de cerner des questions de moindre intérêt et des thèmes qui pourraient être ignorés dans le projet pilote. Enfin on a cherché à esquisser la structure possible d'un futur questionnaire.

Le questionnaire a été élaboré en considération des facteurs et réflexions ci-après:

- Variables identifiées dans des études internationales comme étant parmi les principaux facteurs de coûts
- Variables dont les experts PwC locaux ont supposé qu'elles étaient parmi les principaux facteurs de coûts
- Prise en considération des sept niveaux de réseaux AES
- Teneur de la loi sur le marché de l'électricité.

2.2 Prise en considération des sept niveaux de réseaux

Les sept niveaux de réseaux AES ont trouvé place dans à peu près toutes les questions des secteurs "Technique" et "Capital investi". Cette démarche a été rejetée uniquement dans la partie "Coûts réseau"; en effet:

- Tout exploitant assume la responsabilité opérationnelle de plusieurs niveaux de réseau, mais tous n'ont pas une comptabilité structurée en fonction de ces sept niveaux. Afin que la tâche des entreprises interrogées ne soit pas exagérément compliquée, on a relevé un coût global unique pour les sept niveaux dans onze catégories de coûts. Il était possible toutefois de fournir des données plus détaillées.
- Quelques EAE font déjà, dans leur comptabilité, la distinction entre les coûts des secteurs soumis à la régulation (réseau) et ceux qui ne le sont pas (commerce, achat d'énergie, etc.). Il en a été tenu compte dans le projet pilote.

2.3 Enquête et résultats Technique

La rubrique "Technique" a surtout servi à recueillir des données relatives aux techniques énergétiques, de l'information et de la commande. Les variables utilisées correspondent à la pratique internationale et elles ont été complétées par des indicateurs qui prennent en compte les spécificités suisses. En comparaison internationale, la Suisse compte un nombre extraordinairement élevé d'EAE (plus de 900). Ailleurs on ne trouve pas cette combinaison de caractéristiques géographiques et topographiques, ni un apport aussi important de la production hydraulique.

Les résultats obtenus montrent que, pour le futur benchmarking, on peut renoncer aux données ci-après, testées dans le projet pilote:

- Indications sur le climat
- Indication de l'âge des lignes, câbles et transformateurs (partie Technique seulement)
- Répartition des producteurs en catégories
- Données sur les gros consommateurs
- Données saisonnières sur l'énergie
- Données se référant à la commutation
- Produit de la vente et coûts d'acquisition
- Données sur la technique de commande du réseau (sauf qualité d'approvisionnement; nombre de compteurs d'électricité)
- Nombre de récepteurs de télécommande centralisée
- Nombre de sous-stations télécommandées

En vue de saisir les facteurs techniques qui déterminent les coûts, on peut concevoir un questionnaire du genre de celui-ci:

Aspect	Variable	Commentaire
Grandeur de l'entreprise	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre total de raccordements par catégorie de niveaux 	Il s'agissait de saisir le nombre total de raccordements au réseau par catégorie de niveaux (HT 2+3, MT 4+5, BT 6+7).
	Lignes et câbles: <ul style="list-style-type: none"> • Longueur des conduites par catégorie de niveaux [km] • Longueur des câbles par catégorie de niveaux [km] 	Connaissant la longueur totale des lignes et des câbles par catégorie de niveaux, on peut en calculer la proportion par catégorie de niveaux et en faire une variable de facteur de hausse des coûts
Complexité du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Indications sur les unités de production raccordées par catégorie de niveaux 	Le questionnaire du projet pilote était très détaillé sur ce point. Il suffirait de trois questions simples par catégorie de niveaux: <ol style="list-style-type: none"> 1. Nombre total d'unités de production raccordées au réseau 2. Energie globale p. a. des unités de production raccordées [MWh] 3. Puissance max. globale simultanée de toutes les unités de production [MW]
Capacité du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation finale de pointe de tous les consommateurs de la catégorie de niveaux 6+7 (BT)[MW] 	On fait bien de ne saisir les pointes de la demande que pour la catégorie de niveaux 6+7 (BT), parce que dans les autres catégories, les valeurs sont difficiles à mesurer et font souvent défaut. La puissance installée des transformateurs permet certaines conclusions sur les pointes de débit entre niveaux de tension.
Entretien	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateurs par catégorie de niveaux 	Le nombre de transformateurs par catégorie de niveaux (HT 2+3, MT 4+5, BT 6+7) indique leur densité.
Mesure de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> • Compteurs d'énergie pour toutes les catégories de niveaux 	A relever là où le <i>metering</i> reste l'apanage des entreprises de distribution.
Densité de la clientèle	<ul style="list-style-type: none"> • Ménages / nombre total de raccordements usagers [%] 	

HT = Haute tension

MT = Moyenne tension

BT = Basse tension

Une fois introduit le benchmarking à l'échelon national, on pourra introduire encore dans les calculs des facteurs de coûts moins importants. Ils concernent la topographie (altitude, surfaces), la capacité du réseau (puissance installée des transformateurs) ainsi que la grandeur de l'entreprise (indications sur les consommateurs et sur les flux d'énergie) et la qualité de l'approvisionnement. Il vaut mieux associer les EAE à la rédaction d'un futur questionnaire, qui sera alors mieux compris et accepté.

2.4 Saisie et résultats coûts d'exploitation

Le secteur "Coûts réseau" renferme les dépenses courantes annuelles des EAE pour le fonctionnement du réseau électrique. Simultanément, on a saisi les montants des intérêts et des amortissements de l'installation grâce à une connexion automatique Excel.

La saisie des coûts d'exploitation s'appuie sur le compte des frais (comptabilité d'exploitation de l'entreprise). Le schéma de saisie s'inspire du modèle du "compte de la taxe de couverture" de l'AES. Le questionnaire en reprend les frais par nature ci-après:

- Matériel
- Prestations de tiers
- Personnel
- Conseils et services
- Bureau et administration
- Indemnités et frais
- Concessions
- Autres redevances
- Attribution dépenses directes
- Attribution dépenses indirectes
- Intérêts précalculés
- Amortissements précalculés
- Impôts

Il ne s'agit pas là du schéma exigé par l'art. 6, al. 6 LME. Le rapport du présent schéma à la loi est purement factuel. Il en va de même des coûts qui étaient encore indéfinis au moment du projet pilote et qui seront explicitement soumis à la régulation. Afin d'obtenir malgré tout un traitement à peu près uniforme, on a défini les coûts de réseau des activités suivantes, qui pourraient être soumises à la régulation:

- Dédommagement réseau/prestations système de réseaux électriques situés en amont
- Exploitation réseau
- Prestations système
- Maintenance du réseau électrique
- Planification réseau (si elle ne doit pas être portée à l'actif)
- Mesurage, saisie de données, facturation, utilisation du réseau
- Frais d'installation
- Assurances
- Rétributions injection
- Assurance de la qualité
- Pertes sur le réseau
- Parts frais généraux entreprise (répartition)

L'éventail des participants du projet pilote – de l'entreprise entièrement intégrée à la petite centrale de distribution - se reflète dans l'abondance de détails et dans les possibilités techniques du compte des frais. Si quelques entreprises peuvent sans difficultés répartir leurs coûts par nature et par niveaux de réseau, d'autres en sont incapables. A l'avenir, il

faudra veiller à ce que seuls les frais soumis à la régulation soient pris en compte. De plus, les autorités de régulation devront déterminer les genres de coûts qui dépendent des exploitants.

2.5 Saisie et résultats coûts de capital

La saisie des coûts de capital dans le projet pilote visait à fournir des informations sur la qualité des données. La base de données servira également à évaluer le capital investi à la valeur de rachat.

On a enregistré au titre de "capital investi" les données considérées comme nécessaires pour déterminer les intérêts précalculés et les frais d'amortissement des installations. L'un et l'autre facteur est décisif pour les coûts du réseau. Le volume des investissements consentis joue un rôle aussi dans le calcul des coûts des réseaux électriques exploités avec efficience.

Les investissements consentis dans les installations ont été arrêtés à la fin de l'an 2000. On a ainsi tenu compte des investissements d'extension de l'année en cours. A la différence de ce qui se fait souvent au plan international, on a renoncé à saisir les investissements annuels, vu l'état des relevés. Mais on a enregistré à la valeur de remplacement tous les investissements axés sur le réseau. Quant aux durées maximales d'utilisation, très significatives pour déterminer la rétribution globale dans un calcul du prix de revient global, elle sont tirées du manuel de l'AES pour la comptabilité; elles ont servi à déterminer les amortissements précalculés. Ceux-ci sont issus d'une formule comprenant la valeur de remplacement, l'année d'acquisition et les amortissements. Les intérêts précalculés s'appuient sur les valeurs résiduelles précalculées à la fin 2000. On a sciemment renoncé à fixer un niveau donné de taux d'intérêt précalculé, pour ne pas donner l'impression que ce taux est d'ores et déjà décidé. Les participants ont appliqué des taux se situant entre 5 % et 8 %.

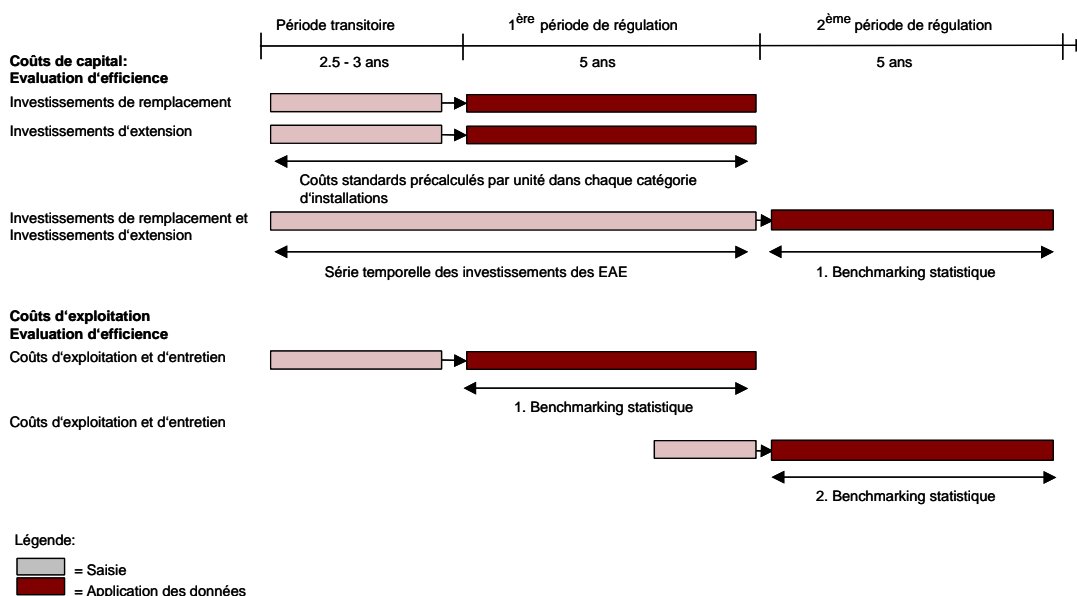
Le questionnaire était conçu de façon à autoriser le calcul de la rétribution de l'acheminement d'après les coûts globaux. Au plan international, on sépare fréquemment les frais d'exploitation et les dépenses d'investissement. L'avantage d'une analyse séparée des premiers et des frais de capital (investissements pour l'entretien et le renouvellement) réside dans le fait que les facteurs de coûts sont souvent différents de part et d'autre. Pour vérifier les résultats, on peut combiner les frais de capital et les frais d'exploitation dans une étude des coûts globaux. La Norvège a adopté cette démarche.

On a constaté qu'il est difficile d'établir la fortune investie à certains niveaux de réseau, parce que les entreprises distributrices de petite taille, voire de taille moyenne, ne disposent souvent pas d'une comptabilité mise à jour avec ces montants. D'une entreprise à l'autre, la base de données varie fortement. Si certaines EAE ne fournissent que des données agrégées, d'autres présentent le détail des valeurs précalculées. Dans le projet pilote, on a mis l'accent sur l'analyse des coûts d'exploitation, vu les incertitudes qui affectent les données et le fait que les séries historiques font souvent défaut en Suisse.

La réglementation détaillée des frais de capital est un processus dynamique, qui implique une démarche concertée de tous les exploitants. Il s'est révélé difficile au stade actuel de procéder à des analyses détaillées. Pourtant, dans un futur benchmarking, les frais d'ex-

ploitation et de capital devraient être considérés à égalité. Ensuite, il conviendra de standardiser les catégories d'installations et de fixer sans ambiguïté les durées d'amortissement. C'est une nécessité dont on devrait tenir compte en rédigeant l'ordonnance relative à l'art. 6 LME. L'harmonisation doit porter aussi sur le taux d'intérêt précalculé. Pour déterminer le niveau des coûts reflétant une gestion efficace, notamment pour les coûts d'investissement, il importerait de disposer à l'avenir de séries s'étendant à plusieurs années.

En vue de mettre sur pied un benchmarking des frais de capital, PricewaterhouseCoopers propose la démarche illustrée ci-dessous. Elle s'appuie sur les enseignements tirés du projet pilote et sur la pratique internationale.



Pour la première période pleine de régulation, il serait indiqué de fixer des coûts unitaires pour chaque catégorie d'installation. Ces coûts unitaires s'appliquent aux investissements de remplacement et d'extension. Les EAE auront ainsi le temps d'établir les séries nécessaires pour un benchmarking statistique. Une période minimale de cinq ans est nécessaire pour tirer des conclusions quant à l'efficacité.

3 Data Room

Il était clair dès le départ que la saisie des données garantissait la confidentialité et qu'il fallait utiliser un instrument de saisie des données se démarquant par son efficacité et sa maniabilité. Le choix se porta sur Data Room, système reposant sur Internet.

L'OFEN a chargé Bacher Consulting de procéder à la saisie des données qui devaient ensuite être analysées par PricewaterhouseCoopers en respectant l'anonymat. La Data Room a été réalisée par Bacher Consulting en concertation avec PricewaterhouseCoopers. Indépendamment du projet pilote de benchmarking, l'OFEN assumait la direction du „Pilot Data-Room“. Toutefois, pour respecter la législation sur la protection des données, l'Office n'intervenait pas dans le déroulement opérationnel de ce projet. Bacher Consulting était responsable, en tant qu'organe neutre, tant de la technique et de la communication que de la sécurité et de la confidentialité de la Data Room. PricewaterhouseCoopers s'occupait du centre de compétence chargé de l'analyse et du dépouillement des données rendues anonymes.

La Data Room devait permettre d'atteindre les objectifs suivants:

- Vérification de la maniabilité de la Data Room dans la perspective du benchmarking de l'ensemble des entreprises.
- Elimination des faiblesses et identification des atouts du concept de Data Room.
- Récolte d'informations importantes pour la future saisie des données dans le cadre du benchmarking de l'ensemble.
- Création d'une base commune permettant à tous les intervenants de pouvoir suivre et comprendre la marche à suivre.

Tous les exploitants de réseau participant au projet avaient reçu un numéro d'identification au début de février 2001. A la même date, l'accès anonyme à Internet, les noms d'utilisateurs et les mots de passe étaient prêts. Les questionnaires étaient disponibles en allemand et en français sur Internet. Les entreprises participantes pouvaient poser leurs éventuelles questions par Internet ou par téléphone à Bacher Consulting jusqu'à début avril 2001. Les questions rendues anonymes étaient ensuite transmises à PricewaterhouseCoopers pour réponse. A partir de début avril 2001, les données anonymes des questionnaires ont été transmises à l'équipe du projet pilote chargée de procéder à un premier traitement et d'éliminer les données erronées. Les corrections ultérieures ont été faites jusqu'à fin avril 2001 sur la base des connaissances issues du premier traitement des données et en accord avec les entreprises.

La saisie des données via la Data Room basée sur Internet a parfaitement bien fait ses preuves. Les participants ont très bien su profiter de la possibilité qui leur était offerte de poser des questions. Dans le projet pilote, le questionnaire était rédigé sous forme Microsoft Excel. Toutefois, pour l'ensemble, il faudrait mettre en place une solution de formulaire entièrement basée sur Internet pour permettre le traitement automatique des données. La Data Room a très bien rempli les exigences d'échange confidentiel et anonyme des données.

4 Conclusions tirées de la saisie des données

Il est apparu que les données relevées des niveaux de réseaux de transformation 2, 4 et 6 et des niveaux de transfert ou de distribution 1, 3, 5 et 7 ne se recouvrent pas. Le regroupement suivant, par niveaux, apparaît judicieux pour un benchmarking de l'ensemble des réseaux:

- Niveau 1: Tension maximum, Société de réseau suisse
- Niveaux 2+3: Haute tension (HT)
- Niveaux 4+5: Moyenne tension (MT)
- Niveaux 6+7: Basse tension (BT)

Historiquement, les coûts d'exploitation sont "optimisés" à tous les niveaux chez un distributeur. Une répartition sur les différents niveaux exige une clé bien définie, qui doit être valable clairement et de la même manière, sans distinction d'entreprise, pour tous les distributeurs. Un benchmarking réalisé par niveau des coûts d'exploitation est peu judicieux car il risque d'hypothéquer les avantages potentiels d'une exploitation de réseau plus grand et optimisée par-delà les niveaux, donc les produits échelonnés.

5 Méthode et résultats de l'analyse des données

5.1 Introduction

L'analyse comparative d'efficacité, le benchmarking, est une technique utilisée dans le monde entier par les régulateurs pour déterminer l'ampleur des économies de coûts au niveau de l'entreprise. Elle fournit aux autorités régulatrices les renseignements sur le niveau efficace des coûts d'exploitation ainsi que sur les coûts de maintenance et de réapprovisionnement des installations existantes. La méthode est applicable lorsque la régulation repose sur des incitations. Ceci exige que le régulateur indique un facteur d'efficacité, le facteur X, qui fixe les taux de modifications acceptables dans le paramètre contrôlé. Ce genre de paramètre peut être, par exemple, un produit moyen.

Une régulation par la limite supérieure de produit devra prendre en compte les composants suivants pour pouvoir calculer le produit attribué par entreprise:

- Coûts d'exploitation efficaces
- Frais financiers efficaces
- Un rendement approprié sur les installations existantes
- Les amortissements sur de nouveaux investissements efficaces pour la période
- Un rendement approprié sur les nouveaux investissements

Une fois tous les composants arrêtés, l'autorité de régulation peut déterminer le facteur X ainsi lié pour chaque entreprise. Le facteur X exprime en pourcentage l'ampleur de modification possible de la somme de ces composants dans la période de régulation. Pour ce faire, il faut garantir que le facteur X proposé ne met pas en danger le financement des activités de l'entreprise et donc la qualité du réseau.

La saisie et le traitement des données sont plus complexes en Suisse que dans d'autres pays, car, avec plus de 900 entreprises actives dans le secteur des réseaux de distribution, le nombre dépasse largement celui de la Grande-Bretagne où les données comparatives ne porte que sur 14 distributeurs. Les différences énormes dans la taille des diverses entreprises revêtent une importance capitale. C'est pourquoi les méthodes de l'analyse comparative d'efficacité se prêtent bien à l'estimation de la situation actuelle. Elles permettent de considérer les différences de coûts indépendamment les unes des autres. L'observation séparée permet d'identifier tous les coûts occasionnés par des facteurs incontrôlables et ceux qui sont de nature purement d'efficacité. Il est donc possible de faire une évaluation multi-dimensionnelle de chaque entreprise.

5.2 Analyse de régression et analyse par enveloppement des données

Pour comparer l'efficacité des distributeurs, les méthodes les plus fréquemment employées au niveau international sont l'analyse de régression et l'analyse par enveloppement des données (Data Envelopment Analysis, DEA). Ces deux méthodes d'analyse ont des caractéristiques différentes et sont donc complémentaires. Lorsque les données chiffrées sont suffisamment fiables, elles parviennent à des résultats similaires. Ensemble, elles donnent une image complète pour comparer l'efficacité des différentes entreprises d'un secteur industriel donné.

L'analyse de régression est une technique statistique qui évalue automatiquement les facteurs de coûts sous l'angle de leur impact sur les coûts. Chaque entreprise a le même poids, ce qui signifie qu'un paramètre qui n'est pas un facteur de coût important n'a pas d'influence essentielle sur les résultats. La méthode profite en outre de tests statistiques qui contribuent à vérifier la validité de variables et de formes fonctionnelles.

La DEA est une méthode non paramétrique qui pondère les facteurs de coûts de sorte que chaque entreprise apparaît sous le meilleur jour possible, à la condition qu'il n'existe aucune restriction divergente.

Ce genre de pondération est particulier aux entreprises et ne possède vraisemblablement aucun lien avec les répercussions effectives du paramètre sur les coûts. Pour cette raison, une solution DEA peut être faussée par des variables peu importantes.

Les résultats de l'analyse de régression ont été utilisés pour élaborer la spécification des modèles DEA. Contrairement à ce qui se passe pour l'analyse de régression, on ne recourt pas, pour la DEA, à des tests statistiques pour constater l'opportunité d'inclure ou d'exclure des variables supplémentaires dans un modèle au titre de variables input ou output. Plus le nombre de variables explicatives dans le modèle DEA est grand, plus les valeurs d'efficacité sont élevées. Ceci vaut aussi bien dans l'hypothèse de rendement d'échelle constants que variables. L'intégration d'autres variables explicatives est arbitraire tant qu'elle ne repose pas sur des tests statistiques ou sur des connaissances

exactes des principaux facteurs de coûts. Pour éviter cette situation, on a utilisé des analyses statistiques afin de déterminer les variables input et output des modèles DEA dans le projet pilote.

5.2.1 Analyse de régression

Une série de modèles de régression multiples a été testée dans le projet pilote avec largement plus de 30 variantes et des formes fonctionnelles différentes, dont le modèle de coût total, le modèle de coût moyen, et le modèle de coût total logarithmique.

Pour chaque modèle, on a soumis l'importance statistique de 19 variables explicatives potentielles à un test. Pour évaluer les principales variables explicatives, on a appliqué la régression multiple en utilisant les coûts d'exploitation comme variable dépendante. Ensuite, les variables avec les signes précurseurs ne correspondant pas à l'intuition et les facteurs de coûts statistiquement négligeables ont été éliminés. Finalement, on a veillé à pouvoir tirer des conclusions solides. Pour ce faire, on a recouru à des procédés d'élimination avec des voies de réduction alternatives pour les variables.

Le modèle de coût total logarithmique (modèle log-linéaire) est alors apparu comme la forme préférable de l'analyse de régression. Ce modèle a conduit aux meilleurs résultats statistiques et a été en mesure de reproduire le mieux les relations entre les coûts et la taille de l'exploitation. Pour l'analyse de régression, on a préparé uniquement les résultats d'un modèle avec des rendements d'échelle variables. Pour pouvoir déterminer les coûts d'exploitation avec cette méthode, les quatre facteurs suivants ont été identifiés comme principaux facteurs de coûts:

- Total des raccordements clients
- Part de la puissance des transformateurs dans le secteur des hautes et moyennes tensions (en %)
- Puissance
- Unités de production connectées

Variable explicative	Coefficient	Statistique t	Valeur P
Constante du modèle (Intercept)	3.30	5.78***	0.00001
Log (total des raccordements clients)	0.40	4.73***	0.00007
Part de la puissance des transformateurs dans le secteur des hautes et moyennes tensions (en %)	1.39	3.61**	0.00134
Log (Puissance)	0.21	1.94	0.06338
Log (nombre d'unités de production connectées)	0.13	1.55	0.13460
R ² corrigé	0.939		
Statistique F	111.77 (importance: $1.44 \cdot 10^{-15}$)		
Somme des données d'élasticité log.	0.74 (avec points de référence pour les rendements d'échelle croissants)		

Modèle 1: résultats de la régression linéaire log (4 facteurs de coûts)

(*** =99,9% seuil de signification, **=99% seuil de signification)

La valeur R² corrigée est un indice de comparaison pour l'adaptation du modèle de régression aux données. Avec une valeur supérieure à 0.93, il est possible d'expliquer plus de 93% de la variance totale des données dans le modèle. La somme des coefficients d'élasticité - log (total des raccordements clients), log (puissance), log (unités de production connectées) – se monte à 0.74, ce qui signifie que pour une augmentation de 1% d'une des trois variables explicatives, les coûts ne croissent que de 0.74%. On constate donc une évidence provisoire pour les rendements d'échelle. Pour les entreprises, il serait alors intéressant de croître. Toutefois, cette évidence ne repose pas sur des "plots" simples bivariés dans lesquels les coûts sont mis en relation avec la taille des distributeurs. Si les élasticités se confirment pour l'ensemble des distributeurs suisses, on aurait alors la preuve statistique des effets d'échelle dans l'industrie de l'électricité.

D'autres facteurs de coûts potentiels ont été identifiés, qu'il convient toutefois de confirmer dans le cadre de l'étude complète.

5.2.2 Analyse DEA

Dans la DEA, l'indication d'inputs („variables influençables par l'entreprise“) et d'outputs („variables non directement influençables par l'entreprise“) est nécessaire. Pour déterminer les valeurs d'efficacité des distributeurs, on a utilisé une forme de DEA qui minimise les inputs.

Contrairement à ce qui se passe dans l'environnement international, la puissance de transformateur installée et la longueur de ligne/câble n'ont pas été utilisées comme inputs, car on est parti du principe que la configuration du réseau est hors contrôle d'une entreprise à court ou moyen terme. C'est pourquoi, seuls les coûts d'exploitation contrôlables ont été utilisés comme inputs dans le modèle. Les outputs correspondent aux facteurs manifestement explicables de l'analyse de régression.

Input (contrôlables)	Outputs (pas directement contrôlables)
Total des coûts d'exploitation contrôlables	Total des raccordements clients
	Puissance
	Part de la puissance des transformateurs dans le secteur des hautes et moyennes tensions
	Nombre d'unités de production connectées

Modèle 3 - DEA avec quatre outputs

5.3 A quoi sert le benchmarking?

L'analyse comparative DEA donne une valeur d'efficacité pour chaque entreprise. Le tableau suivant est un exemple fictif. On a renoncé à reproduire les valeurs d'efficacité ressortant du benchmarking pilote étant donné que les résultats ne sont pas représentatifs.

Entreprise	Valeur d'efficacité	Classement selon l'efficacité
A	100%	1
E	100%	1
C	95%	3
B	90%	4
D	90%	4
F	85%	6
J	85%	6
I	80%	8
H	75%	9
G	70%	10

L'analyse identifie les "meilleures" entreprises, dans ce cas les entreprises A et E avec chacune une valeur d'efficacité de 100 %. Toutes les autres entreprises sont mesurées par rapport à ces meilleures entreprises. Ainsi B est efficace à 90%, par comparaison avec les meilleures, pendant que G n'affiche une efficacité que de 70%.

Il est ainsi possible d'attribuer un objectif à chaque entreprise afin de réduire l'écart avec les meilleures. C'est souvent seulement une partie de la différence par rapport aux meilleures, compte tenu de la confiance placée dans l'analyse. Cette part varie entre 40% et 75% dans les études internationales, en fonction de la fiabilité des données et des modèles utilisés.

Dans le présent exemple, l'autorité régulatrice pourrait par exemple poser un objectif que l'on pourrait fixer à chaque entreprise, à savoir rattraper sur une période de 5 ans 60% du retard sur les meilleures. Prenons l'entreprise I pour illustrer cet exemple: la différence par rapport aux meilleures est de 20%. 60% de 20% donne 12%, soit une moyenne quinquennale de 2,4%. L'entreprise I devrait donc accroître son efficacité de 2,4% par an.

Le tableau suivant illustre l'exemple de plusieurs entreprises.

Entreprise	Valeur d'efficacité	Classement selon l'efficacité	60% de la différence à rattraper par rapport aux meilleures	Objectif annuel d'amélioration de l'efficacité (sur 5 ans)
A	100%	1	0	0
E	100%	1	0	0
C	95%	3	3%	0.6%
B	90%	4	6%	1.2%
D	90%	4	6%	1.2%
F	85%	6	9%	1.8%
J	85%	6	9%	1.8%
I	80%	8	12%	2.4%
H	75%	9	15%	3.0%
G	70%	10	18%	3.6%

5.4 Rendement d'échelle

L'hypothèse des rendements d'échelle, c'est-à-dire des avantages de la taille, constitue un point central de l'analyse comparative d'efficacité. Cette hypothèse est soit explicite dans le cadre de la DEA, soit implicite dans le cadre des spécifications du modèle de régression. Si l'on pose des rendements d'échelle constants, on sous-entend que les coûts moyens dépendent de la taille de l'entreprise. Dans le cas de rendements d'échelle variables, on part du principe que les coûts moyens oscillent en fonction de la taille de l'entreprise.

La plupart des régulateurs s'accordent pour dire que les rendements d'échelle dans le secteur de l'électricité augmentent à cause des coûts fixes élevés. Concrètement, cela signifie que les entreprises de distribution doivent être suffisamment grandes dans une structure industrielle efficace pour pouvoir bénéficier de la baisse des coûts par unité. Toutefois, la taille d'une entreprise considérée comme contrôlable dépend des lignes directrices fixées.

L'hypothèse de rendements d'échelle constants défendue par les régulateurs sous-entend que les entreprises peuvent influencer ou définir leur taille. C'est pourquoi toutes les

inefficacités résultant de la taille contribuent à l'évaluation de l'efficacité totale d'une entreprise.

L'hypothèse de rendements d'échelle constants ne serait pas appropriée pour les distributeurs suisses, si des obstacles à la consolidation devaient exister dans ce secteur. Une hypothèse de rendements d'échelle variables indiquerait la tolérance d'inefficiences liées à la taille, alors qu'une hypothèse de rendements d'échelle constants crée des incitations claires à la consolidation des entreprises.

Compte tenu du nombre important de petits distributeurs, il est essentiel de prendre en compte les inefficiences liées à la taille en Suisse. C'est pourquoi l'analyse a tenu compte des deux hypothèses, afin d'illustrer l'influence sur les valeurs d'efficacité des entreprises.

5.5 Conclusion de l'analyse de données

L'évaluation des résultats de l'analyse de régression et de la DEA devra tenir compte du fait que le sondage s'est limité à 30 participants sur un total de plus de 900 distributeurs. De même, le matériel de données n'est utilisable que de façon limitée. Il a déjà été fait mention des problèmes au moment de la saisie des données, ce qui nous amène à souligner une nouvelle fois que les modèles et les principaux facteurs de coûts élaborés sont **provisoires** dans le meilleur des cas, et plutôt **indicatifs**.

On attend des enregistrements de données plus pertinentes et des résultats plus solides d'une analyse de l'ensemble des distributeurs. C'est pourquoi, il est recommandé d'être très prudent avec les généralisations des résultats émanant d'un sondage qui a porté sur seulement 30 participants. De plus, il faut tenir compte du fait que les données ont été saisies par l'intermédiaire d'un questionnaire qui doit être encore affiné. Les principales variables doivent encore être analysées dans le cadre de l'ensemble.

Dans l'analyse de régression et la DEA les facteurs de coûts suivants ont été constatés

- Total des raccordements clients
- Unités de production connectées
- Puissance
- Part de la puissance des transformateurs dans le secteur des hautes et moyennes tensions

L'enquête a également fait ressortir que les variables suivantes – ou les mesures comparables – devraient à l'avenir être considérées comme facteurs de coûts possibles:

- Part des lignes et câbles dans le secteur des hautes et moyennes tensions
- Compteurs (au cas où la consommation est définie comme faisant partie de l'activité de l'EAE)
- Part des clients ménage

On peut attendre des études et informations internationales que PricewaterhouseCoopers a pu récolter dans le projet pilote pour le réseau suisse d'électricité, que les facteurs

suivants puissent être analysés dans une étude complète au titre de facteurs de coûts potentiels:

- Topographie
- Part des clients dans les régions rurales (en %)
- Total des transformateurs
- Total des longueurs de lignes et de câbles
- Part des lignes de transmission
- Consommation finale du réseau
- Qualité de l'approvisionnement
- Client par surface (km²)
- Total de la capacité installée des transformateurs MVA

En outre, il ressort de l'analyse de régression que les rendements d'échelle jouent un rôle non négligeable dans l'économie électrique suisse. La DEA ne permet toutefois pas de tirer aucune conclusion définitive dans la question des rendements d'échelle, sans doute en raison de la faible ampleur du sondage. L'énorme fourchette des tailles d'entreprises permet de penser que cet aspect est nettement plus important pour la Suisse que pour les autres pays.

6 Points en suspens et marche à suivre

Les points en suspens révélés par la saisie et l'analyse des données doivent être éclaircis dans une prochaine étape en concertation entre les autorités régulatrices et les milieux de l'électricité; puis les décisions nécessaires devront être prises. Une première saisie des données sur la base de l'ensemble devrait être exécutée et analysée après l'entrée en vigueur de la loi sur le marché de l'électricité à mi 2002. C'est seulement après qu'il sera possible de décider de procéder à d'autres analyses d'efficacité comparatives en choisissant entre la méthode « préférée » et la méthode de l'OFEN.

6.1 Points en suspens en matière de coûts d'exploitation et de frais financiers

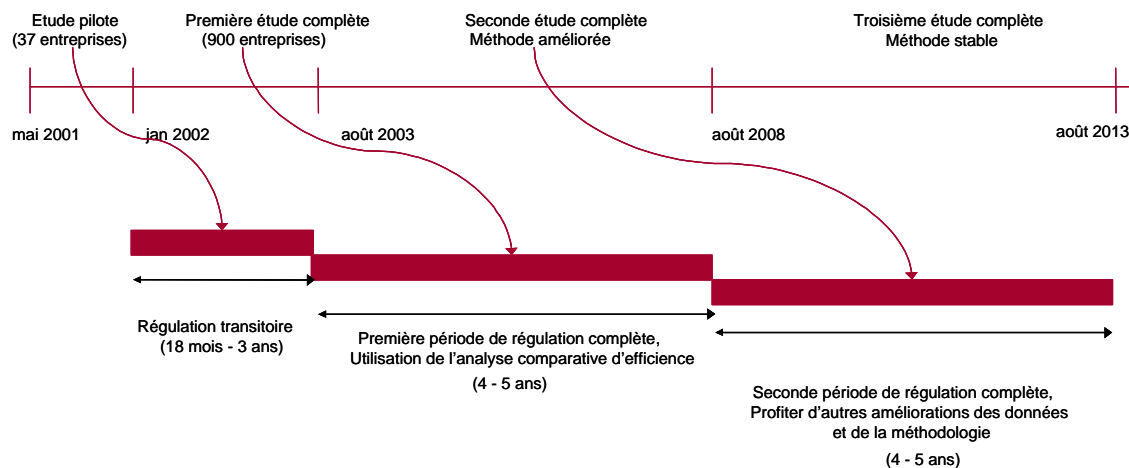
- Les coûts de réseau à réguler doivent être clairement définis et délimités par rapport aux coûts d'autres activités. Ils doivent être juridiquement ancrés au niveau approprié.
- Il faut édicter des directives claires sur le traitement des prestations de service public, les concessions et les impôts. Etant donné que les entreprises ne peuvent pas influencer ces coûts il faut les exclure des considérations d'efficacité des coûts.
- Il faut fixer des catégories d'installations et des durées d'amortissement en concertation avec les milieux de l'électricité pour permettre des comparaisons transversales entre les entreprises.
- Pour de futures comparaisons d'efficacité des coûts, on partira d'un schéma de calcul des coûts contraignant et à portée générale selon LME (Loi sur le marché de l'électricité) art. 6 al. 6.

6.2 Points ouverts lors de la collecte et de l'analyse des données

- Les autorités régulatrices doivent s'entendre sur la méthode. Il s'agit de décider s'il faut adopter des rendements d'échelle constants et donc influençant la structure ou des rendements d'échelle variables et donc neutres pour la structure.
- Si des tarifs de réseaux sont récoltés dans le cadre de l'enquête de données portant sur l'ensemble, il faudra trouver une solution pour distinguer aussi bien les tarifs de transfert et de distribution (réseaux exclusifs, supérieurs) que les prix appliqués aux consommateurs.
- Il faut décider si, dans le cadre de la première étude complète, on doit utiliser la même méthode d'analyse pour tous les exploitants de réseau. Actuellement, il faut rechercher d'autres méthodes pour les exploitants de réseaux de transfert et les exploitants des plus petits réseaux communaux. Si l'on choisit une méthode par groupe, il faut définir une structure appropriée des niveaux ou des groupes de niveaux.
- A partir de la présente étude, il est nécessaire de remanier le questionnaire pour la première enquête complète. Il faut également mettre un concept de détail en forme pour l'organisation et la logistique de la saisie, du traitement et de l'analyse des données. Si l'on part du principe que la LME entrera en vigueur à mi 2002, ces travaux doivent être achevés au plus tard au dernier trimestre 2001.

La marche à suivre s'articule en quatre étapes dans le temps:

- *Etape 1:* de la préparation à l'introduction de la régulation transitoire
- *Etape 2:* régulation transitoire (18 mois à 3 ans)
- *Etape 3:* première période de régulation complète
- *Etape 4:* seconde période de régulation complète



Les études menées dans les étapes respectives livreront des données de plus en plus précises et plus fiables, ce qui engagera davantage les autorités régulatrices et les distributeurs à prendre les résultats en considération dans leurs décisions. Les études permettront davantage de déterminer les objectifs d'efficacité des coûts en toute connaissance de cause. Le tableau suivant résume les activités des différentes étapes.

	Etape 1 Phase de préparation	Etape 2 Période de transition	Etape 3 Première période de régulation	Etape 4 Seconde période de régulation
Quelle analyse comparative d'efficacité a-t-elle été utilisée?	Etude pilote	Première étude complète	Seconde étude complète	Troisième étude complète
Comment l'analyse est-elle utilisée?	Information pour l'OFEN sur: <ul style="list-style-type: none"> • Informations en vue de l'exécution de la première étude complète • Amélioration du questionnaire • Amélioration de la préparation et de la saisie des données; standardisation de la méthode • Affinement de l'analyse des données 	Premiers résultats issus de l'étude de l'ensemble Selon la qualité des données: <ul style="list-style-type: none"> • Utilisation comme base pour les objectifs d'efficacité des coûts de la première période de régulation, sinon, faible pondération. 	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer les données saisies • Améliorer la fiabilité des résultats • Base de l'objectif d'efficacité des coûts dans la seconde période de régulation 	<ul style="list-style-type: none"> • Améliorer les données saisies • Améliorer la fiabilité des résultats • Base de l'objectif d'efficacité des coûts dans la troisième période de régulation
Méthodologie	Méthode provisoire	Première méthode	Méthode améliorée	Méthode stable

Les expériences faites au niveau international montrent que l'affinement de la saisie, du traitement et de l'analyse des données constitue un processus permanent. Des améliorations seront nécessaires et introduites progressivement au cours du temps.