

DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE

ATELIER DE RESTITUTION D'UNE ÉTUDE DE CAS DE PRIVATISATION
DE SOCIÉTÉS D'ÉLECTRICITÉ

Ouagadougou, 24 mars 2003

Étude de Cas : La Bolivie

Wolfgang Mostert (rédaction)
Karen Helveg Petersen (commentaires et assurance qualité)

Table des matières

1. Caractéristiques Spécifiques de la Privatisation en Bolivie	3
2. Secteur de l'Electricité avant les Réformes en 1995.....	3
2.1 Taille du système électrique	3
2.2 Structure et propriété de l'industrie électrique.....	4
2.2.1 <i>ENDE, société étatique d'électricité.....</i>	<i>4</i>
2.2.2 <i>COBEE et COMIBOL</i>	<i>5</i>
2.2.3 <i>Sociétés de distribution et sociétés de transport isolées</i>	<i>5</i>
2.2.4 <i>Régulation</i>	<i>5</i>
3. Réforme et Privatisation du Secteur de l'Energie en 1995.....	5
3.1 Organisation du processus de réforme.....	5
3.2 Choix de la nouvelle structure de l'industrie.....	6
3.2.1 <i>Système National Interconnecté (SNI)</i>	<i>6</i>
3.2.2 <i>Systèmes isolés</i>	<i>6</i>
3.2.3 <i>Options alternatives envisagées pour l'industrie</i>	<i>7</i>
3.3 Privatisation.....	7
3.3.1 <i>Privatisation de la production d'ENDE</i>	<i>7</i>
3.3.2 <i>Privatisation du réseau de transport ENDE</i>	<i>7</i>
3.3.3 <i>Privatisation des actions de ENDE dans la distribution</i>	<i>8</i>
3.3.4 <i>Séparation verticale de la société privée d'électricité, COBEE.....</i>	<i>8</i>
3.3.5 <i>Ressources de la privatisation</i>	<i>9</i>
3.3.6 <i>Fonctionnement du marché de l'électricité.....</i>	<i>9</i>
3.4 Régulation du secteur de l'électricité	10
3.4.1 <i>Loi de l'électricité de 1994.....</i>	<i>10</i>
3.4.2 <i>Rôle du Ministère dans la régulation.....</i>	<i>10</i>
3.4.3 <i>Rôle du régulateur</i>	<i>10</i>
3.4.4 <i>Régulation des prix</i>	<i>11</i>
3.5 Electrification rurale.....	11
3.5.1 <i>Statut et coût de l'électrification rurale.....</i>	<i>11</i>
3.5.2 <i>Cadre juridique et régulation de l'électrification rurale</i>	<i>12</i>
3.5.3 <i>Système décentralisé de financement et de mise en œuvre de l'Electrification rurale..</i>	<i>12</i>
4. Résultats de la Réforme en 2001	13
4.1 Investissements dans le SNI.....	13
4.1.1 <i>Investissements dans la production.....</i>	<i>13</i>
4.1.2 <i>Investissements dans le transport.....</i>	<i>13</i>
4.1.3 <i>Investissements dans la distribution.....</i>	<i>14</i>
4.2 Investissements dans l'électrification rurale.....	14
4.3 Impact sur les tarifs et les prix de l'énergie	15
4.3.1 <i>Tarifs en gros</i>	<i>15</i>
4.3.2 <i>Tarifs au détail.....</i>	<i>15</i>
4.4 Performances financières	16
4.5 Echecs de régulation.....	16
4.5.1 <i>Concessions pour les sociétés de distribution non-privatisées</i>	<i>16</i>
4.5.2 <i>Contrats de fourniture obligatoires de long terme avec les producteur.....</i>	<i>16</i>
4.5.3 <i>Réglementation des systèmes isolés de moins de 500KW</i>	<i>17</i>
4.5.4 <i>Tarifs nodaux de transport.....</i>	<i>17</i>
4.5.5 <i>Séparation du transport de gaz et de la production d'énergie.....</i>	<i>17</i>

1. Caractéristiques Spécifiques de la Privatisation en Bolivie

La Bolivie est un pays enclavé avec une population de 8,1 millions et une superficie de 1,1 millions de m carré. Bolivie est un des pays les plus pauvres d'Amérique latine, avec un PIB par habitant de 830 dollars US.

La Bolivie est riche en ressources énergétiques, étant généreusement doté en gaz naturel (le plus grand en Amérique du Sud) et un potentiel important de ressources hydroélectriques. La Bolivie a suffisamment de pétrole pour sa propre consommation pour l'avenir. Le gaz naturel est exporté vers le Brésil et vers l'Argentine, tandis qu'un pipeline de transport de gaz naturel, vers un terminal GNL à un port situé au Chili ou au Pérou, sera construit dans quelques années.

La Bolivie a essayé pendant des années de mettre également en place un marché d'exportation pour l'électricité produite par les centrales à gaz naturel ou les centrales hydroélectriques.

La réforme du secteur de l'électricité en Bolivie a quatre caractéristiques distinctes :

1. La société d'électricité ENDE, propriété de l'état, a enregistré de bonnes performances sans disposer d'un monopole national : le système d'alimentation national comporte également des sociétés par action privées, des coopératives d'électricité et des entreprises municipales ;
2. Le système d'interconnexion électrique de Bolivie est petit - une capacité de production de moins de 600 MW en 1992. Cependant les responsables de la réforme ont mis en place une structure industrielle, séparée verticalement et horizontalement ;
3. Les ressources provenant de la privatisation ont été utilisées pour créer un fonds de pension national qui bénéficie à toute la population;
4. La promotion de l'électrification rurale n'était pas intégrée dans le programme de réforme du secteur de l'électricité. L'électrification rurale a été mise en œuvre, complètement séparée du programme de réforme du secteur de l'électricité, et réalisée en tant qu'élément de la réforme de l'état dans le cadre d'une décentralisation de l'administration publique.

2. Secteur de l'Électricité avant les Réformes en 1995

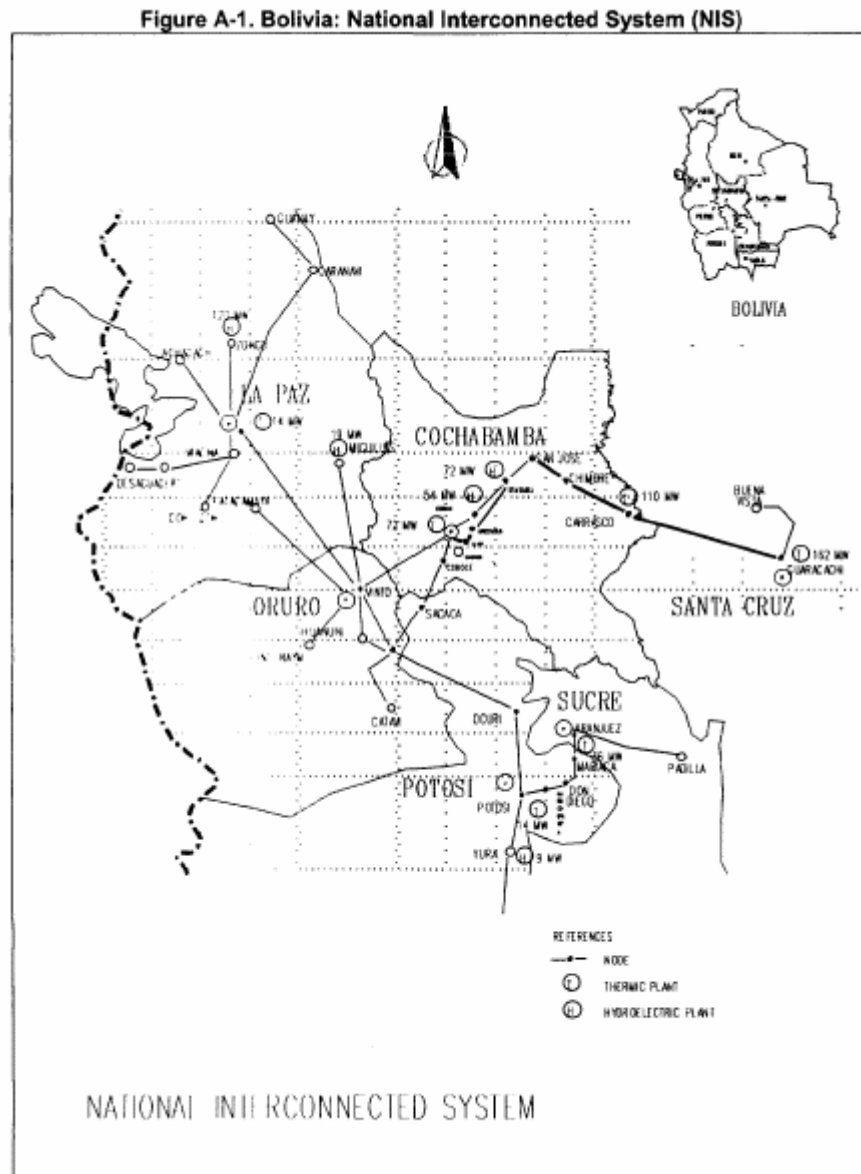
2.1 Taille du système électrique

La structure industrielle réformée au préalable pour l'approvisionnement en électricité de la Bolivie comportait un système interconnecté, des systèmes isolés de taille moyenne et de très petites entités municipales et coopératives isolées. La capacité installée était au total de 755 MW, avec 544 MW pour le système interconnecté (SNI). La production nationale était de 2411 GWh en 1992.

La puissance des centrales thermiques à cycle combiné était de 448 MW et celle des centrales hydroélectriques de 306 MW (dont 142 MW des centrales au fil de l'eau).

Les consommateurs des zones résidentielles en 1998 comptaient pour 41 pour cent de la consommation d'électricité, les industriels pour 26 pour cent, et les commerciaux pour 15 pour cent. La demande d'électricité en Bolivie augmente environ deux fois plus vite que le PIB.

En 1995, le taux de couverture en électricité en Bolivie était de 50 pour cent pour le pays, et de 14 pour cent pour les zones rurales. L'industrie électrique était de petite taille et performante; et les tarifs et les prix de l'électricité reflétaient les coûts réels d'approvisionnement.



2.2 Structure et propriété de l'industrie électrique

2.2.1 ENDE, société étatique d'électricité

La société étatique d'électricité ENDE, mise en place en 1967, était l'opérateur propriétaire du réseau national de distribution et de la plus grande centrale de Bolivie. Grâce à des prises d'actions majoritaires et minoritaires, elle était impliquée dans un certain nombre de sociétés de distribution.

ENDE avait une capacité de production de 402 MW en 1992, dont 69 pour cent de production thermique et 31 pour cent de production hydroélectrique. Elle a fourni 56 pour cent de l'électricité du pays, grâce aux ventes de gros aux sociétés de distribution et aux grands consommateurs industriels.

2.2.2 COBEE et COMIBOL

Le deuxième plus grand producteur était l'entreprise privée verticalement intégrée, COBEE, avec 142 MW de puissance hydroélectrique, livrée à ses réseaux de distribution de La Paz et Oruro.

Le troisième plus grand producteur était la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL), une entreprise minière d'état.

L'interconnexion des trois sous-ensembles du SNI a été négociée à travers des contrats bilatéraux avec ENDE, qui était le fournisseur principal.

2.2.3 Sociétés de distribution et sociétés de transport isolées

Il y avait six sociétés de distribution dans le système interconnecté. La coopérative d'électricité de Santa Cruz, CRE, était la plus importante.

En outre, il y avait plus de 140 coopératives alimentant des petites communautés rurales.

2.2.4 Régulation

Le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures était chargé à la fois de la prise de décision politique et de la réglementation. La Direction Nationale de l'Electricité (DINE) au sein du ministère, a approuvé des prix de vente en gros entre ENDE et les distributeurs (excepté entre ENDE et COBEE), alors que les autorités municipales devaient approuver les demandes de fixation des prix.

3. Réforme et Privatisation du Secteur de l'Energie en 1995

3.1 Organisation du processus de réforme

Au début de 1993, le gouvernement de Bolivie a publié une Lettre de Politique du Secteur de l'Electricité qui fixait les orientations stratégiques du secteur et les objectifs de la réforme. Le Congrès bolivien a voté une loi sur l'électricité à la fin 1994.

Le Ministère bolivien de l'Energie a reçu une assistance technique de la Banque Mondiale dans ce processus de réforme. Mais il a aussi requis les services de consultants individuels au Chili, en Argentine, et au Pérou, qui avaient conduit des réformes dans leurs pays auparavant et se trouvaient de ce fait proches de la réalité bolivienne. La Bolivie a gardé le contrôle total du processus de réforme grâce à une forte équipe locale ayant travaillé pour deux administrations différentes.

3.2 Choix de la nouvelle structure de l'industrie

3.2.1 *Système National Interconnecté (SNI)*

La réforme du SNI en 1995 a eu comme conséquence une séparation verticale et horizontale stricte de la propriété dans l'industrie électrique. Aucune propriété transversale n'est permise entre la production, le transport et la distribution (bien que les distributeurs puissent produire jusqu'à 15% de leurs besoins au maximum, en utilisant des ressources naturelles renouvelables). Et aucune centrale ne peut compter pour plus de 35% de la capacité de production nationale (à l'exclusion de celle réservée à l'exportation).

Le SNI réformé comprend les acteurs suivants :

- Juste après 1995, il y avait quatre sociétés de production ; en 2001, quatre autres centrales de production sont entrées en jeu.
- La distribution couvre à la fois l'exploitation du réseau basse tension et la vente aux consommateurs. Il y a six distributeurs régionaux qui sont situés dans les départements de La Paz (ELECTROPAZ), Cochabamba (ELFEC), Santa Cruz (CRE), Chuquisaca (CESSA), Oruro (ELFEO) et Potosí (SEPSA).
- Une société de régulation du transport fonctionne comme transporteur commun. Elle ne dispose pas d'un monopole pour les investissements dans de nouvelles lignes de transport.
- Le Comité national de dispatching, CNDC, est chargé de la coordination de la production, du transport et de la répartition des charges sur le SNI. Le CNDC est composé de cinq membres représentant les producteurs, la société de transport, les distributeurs, les consommateurs (pour lesquels les tarifs ne sont pas régulés) et la SDE (Superintendencia de Electricidad – le régulateur). Les décisions sont prises par vote à la majorité simple. Le coût de fonctionnement du CNDC est financé grâce à une taxe de 2% sur les ventes des producteurs. Toute décision du CNDC peut être contestée par un opérateur de marché, un individu ou un groupe de personnes qui se sentent lésées. Les contestations doivent être soumises à la SDE, qui en informe le CNDC, qui à son tour doit y répondre dans un délai de 24 heures après notification. Avec ou sans réponse, la SDE doit publier un avis dans un délai de 48 heures.
- Le Centre de Dispatching National est chargé de la gestion du système, tout en adressant des rapports à la CNDC. La société de transport, TDE, est le propriétaire des installations du système national de dispatching qu'il loue au CNDC.

3.2.2 *Systèmes isolés*

En dehors du SNI, des systèmes isolés approvisionnent le reste du pays en électricité. Les systèmes soumis à une régulation de la Superintendencia comprennent 10 systèmes isolés de taille moyenne et 142 petits systèmes isolés.

L'intégration verticale est autorisée pour les systèmes fonctionnant en dehors du SNI.

3.2.3 Options alternatives envisagées pour l'industrie

La structure actuelle de l'industrie a été adoptée après de longues discussions pour et contre les différentes structures possibles. La plupart des conseillers étaient opposés à l'idée de subdiviser ENDE et COBEE. On a cru que le système deviendrait trop petit, perdant ainsi des économies d'échelle et de taille importantes et cela pourrait ne plus intéresser les investisseurs étrangers sérieux. Les options possibles recommandées étaient :

1. Trois systèmes intégrés, un pour chacun des centres régionaux principaux de consommation. COBEE fonctionnerait à l'Ouest du pays, ENDE au centre, et le CRE à l'Est, et chacun détiendrait une concession avec un monopole dans sa zone d'exploitation traditionnelle.
2. L'introduction de PIEs qui vendraient leur production à ENDE, la société étatique.

3.3 Privatisation

3.3.1 Privatisation de la production d'ENDE

Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) (Société Nationale d'Electricité) a été fractionnée en trois sociétés de production et une société de transport.

Les centrales de ENDE ont été réparties en trois sociétés (Corani, Guaracachi et Valle Hermoso) afin de développer la concurrence dans la production. Corani a reçu la production hydroélectrique (qui se trouve principalement dans le département de Cochabamba), Guaracachi la production thermique à Santa Cruz, et Valle Hermoso, la production thermique à Cochabamba.

Pour la privatisation de la production, les autorités boliviennes ont employé la méthode dite de "capitalisation" : le gain généré sur les appels d'offres n'est pas cédé au gouvernement mais retenu comme un fonds d'investissements pour la production sur une période de sept ans. Fondamentalement, ceci signifie que le capital social de chaque société privatisée a été doublé. Le gouvernement a cédé ses actions dans la société privatisée, au profit du fonds national de retraite, accélérant ainsi le développement du marché financier national, et assurant de ce fait, le soutien populaire à la privatisation.

L'approche capitalisation a été employée parce que le gouvernement voulait un investissement substantiel dans l'augmentation de la production, qui n'avait pas suivi la croissance de la demande. Les investisseurs ont obtenu la garantie qu'il ne serait pas autorisé à de nouveaux venus dans la production de vendre l'électricité jusqu'en fin 1999.

Dominion Energy a gagné l'appel d'offres pour la société Corani SA. Dominion a ensuite vendu ses actions dans Corani à Duke Energy en 1999.

GPU a gagné l'appel d'offres pour la société Guaracachi SA.

Un consortium formé de Constellation Energy, Ogden Energy et Power Markets Development Co. ont gagné l'appel d'offres pour la société Valle Hermoso SA.

3.3.2 Privatisation du réseau de transport ENDE

Le gouvernement n'a pas utilisé l'approche de capitalisation pour privatiser le réseau de transport de ENDE parce que le Gouvernement de Bolivie a cru que les nécessités d'investissement n'étaient pas aussi grandes que pour la production.

La partie transport de ENDE n'a été privatisée qu'en juillet 1997. Il était considéré moins urgent que la partie production de ENDE, parce que, de fait, il était un monopole. Le réseau de transport de ENDE a été réorganisé sous forme de nouvelle société, la Transportadora de Electricidad (TDE), fonctionnant comme transporteur unique dans le SNI. La société espagnole d'électricité, la Union Fenosa, qui détient 99,44% de TDE, avait repris les actions ; les employés détiennent le reste.

3.3.3 Privatisation des actions de ENDE dans la distribution

Pour la privatisation de la distribution, la méthode «capitalisation» n'a pas été utilisée non plus; au contraire, les ressources provenant des ventes des actions de l'Etat ont été remises au fonds national de retraite.

La participation majoritaire d'ENDE dans ELFEC, la société de distribution de Cochabamba, qu'une société chilienne avait rachetée en 1995 à 0,3 millions de dollars US, a été revendue en 1999 à Pennsylvania Power and Light (PPL). ENDE a utilisé une partie des ressources de la privatisation pour financer les pertes des sociétés où elle avait une participation plus petite.

Des efforts pour privatiser les sociétés où ENDE avait de petites actions dans des systèmes isolés (Tarija, Trinidad, Las Yungas) et dans les deux sociétés de distribution, CESSA à Sucre et SEPSA à Potosi, ont échoué en raison de la résistance locale et du manque d'intérêt de la part d'investisseurs potentiels. La privatisation a été difficile également au regard de la structure de l'actionnariat : CESSA est détenue à 13% par ENDE, 13% par la municipalité de Sucre, 2% par le département de Sucre et 72% par ses clients (après avoir été une coopérative); SEPSA est détenue à 23% par ENDE, 70% par le département de Potosi, et 6% par la société minière d'état COMIBOL.

La Coopérative Rurale d'Electrification (CRE), société de distribution de Santa Cruz, est restée une coopérative.

La loi sur l'électricité a prévu que les plus petits systèmes électriques, détenus par des coopératives, devaient être transformés en personnes morales (c.-à-d., devenir des sociétés anonymes). Mais la mise en œuvre de ce processus s'est avérée très difficile. Elle n'a pas encore eu lieu.

3.3.4 Séparation verticale de la société privée d'électricité, COBEE

Pour se conformer aux exigences de séparation imposées par la nouvelle loi de l'électricité, COBEE a été divisée en trois sociétés : la société de production COBEE, et les deux sociétés de distribution, Electropaz (La Paz) et Elfeo (Oruro).

Les deux sociétés de distribution ont été achetées par Iberdrola, qui a vendu à son tour, 33 pour cent de ses actions dans Elfeo à un consortium conduit par GE et AIG. Elfeo a été vendu à Emel en 1995 et racheté plus tard par PPL Global.

La concession de la production hydroélectrique de la société de production et de distribution de La Paz, la Compania Boliviana de Energia Electrica (COBEE), détenue par une société canadienne d'électricité, avait expiré. Le gouvernement a lancé un appel d'offres international qui a été gagné par le consortium composé de la société américaine Northern States Power et Vattenfall de la Suède. En 2001 COBEE avait une capacité installée de 241 MW.

3.3.5 Ressources de la privatisation

Les offres reçues lors de la privatisation des sociétés de production, de transport et de distribution ont toutes fixé un prix d'achat minimum, qui, dans le cas des sociétés de production, était égal à la valeur comptable de chaque société.

Les appels d'offres gagnés en 1995 pour les trois sociétés de production l'ont été par des sociétés basées aux États Unis et à un prix au-dessus des valeurs comptables.

Tableau 1. Ventes d'électricité en Bolivie 1995-1996

Secteur	Acheteur	Valeur comptable des actions	Prix payé (USD millions)	Prime (%)	Taille (1995)
Génération					
Corani	Dominion	33	58,8	78	126 MW
Guaracachi	GPU	35,3	47,1	33	248 MW
Valle Hermoso	Constellation	30,7	33,9	10	150 MW
COBEE	NRG	\$23/action*	\$43/action	87	142 MW
Transport					
TDE	Union Fenosa	54	39,9	- 26	1,800 km
Distribution					
Elfec	Emel	34	50	47	156.000 cons.
Electropaz & Elfeo	Iberdrola	N/A	62	N/A	260.000 cons.

* Valeur de marché comme notée sur la Bourse de New York (NYSE)

Source : T. Bakovic

Six sociétés étaient pré-qualifiées pour l'offre pour ENDE-Transport en 1997. Seulement une, la Union Fenosa d'Espagne, a remis des propositions, et son offre s'élevait tout juste à 40 millions de dollars US au minimum nécessaires (en dessous de la valeur comptable de 54 millions de dollars US). D'autres soumissionnaires potentiels ont peut-être été découragés par le scepticisme affiché par la nouvelle administration (qui avait été élue en juin 1997) au sujet du système de régulation, et par son intention de passer en revue toutes les privatisations entreprises par la précédente administration.

3.3.6 Fonctionnement du marché de l'électricité

Le marché concurrentiel de l'électricité est un système hybride avec "un marché en gros concurrentiel" et "une concurrence limitée pour la vente au détail".

Les consommateurs qui ont des demandes de plus d'un mégawatt peuvent signer des contrats directement avec les producteurs. Pour devenir un de ces clients non régulés, il leur faut l'approbation du régulateur. Seuls quatre clients (tous des sociétés minières) ont recherché une telle autorisation.

Les producteurs, les distributeurs et les grands consommateurs peuvent commercer l'électricité sur le marché au comptant (« spot market ») ou par contrats bilatéraux à long terme. Dans le souci d'éviter des fluctuations des prix, la loi sur l'électricité exige que les distributeurs achètent 80 pour cent de leur besoins par des contrats triennaux. L'idée qui se profile derrière cette obligation de contrat était de renforcer la stabilité du système de prix (le "marché au comptant" est plus volatile) et de faciliter le financement de générateurs par le 'financement de projet' (« project financing »).

La Bolivie utilise un système d'échange périodique d'électricité et non quotidienne. Les offres couvrent une période de six mois. On réalise le dispatching en choisissant les centrales dans l'ordre de mérite des prix proposés, jusqu'à la satisfaction de la demande. Le système privilégie d'abord l'utilisation de l'hydroélectricité au fil de l'eau, puis les turbines à gaz bon marché, les centrales hydrauliques d'eau stockée et ensuite les turbines à gaz plus chères.

Le système met en œuvre des programmes de fonctionnement annuels, mensuels, hebdomadaires, et quotidiens. La distribution finale est réalisée en temps réel.

Les prix de vente de la production comportent une composante énergie et une composante capacité. Les sociétés déclarent la capacité et le coût marginal d'électricité pour chacune de leurs centrales (ainsi que d'autres données techniques associées) qui sont déployées suivant l'ordre économique de mérite. Seules les centrales qui livrent de l'électricité au cours de l'année reçoivent des paiements de capacité, et ces paiements sont alors effectués pour la période de douze mois. Pour les centrales thermiques, qui satisfont principalement la demande de pointe, le paiement de capacité couvre en moyenne 55 à 60% du total de leurs ressources.

3.4 Régulation du secteur de l'électricité

3.4.1 Loi sur l'électricité de 1994

La nouvelle loi sur l'électricité a été adoptée en 1994. Le régulateur, SDE (Superintendencia de Electricidad), a été établi sous l'égide de SIRESE, organisme national de réglementation couvrant de nombreux domaines (y compris les entreprises de télécommunications, de gaz naturel et d'approvisionnement en eau).

La loi sur l'électricité exige que des contrats de concession soient signés seulement avec des sociétés anonymes privées (excepté la coopérative de Santa Cruz, CRE, qui a été considéré comme structure performante et bien contrôlée, qui n'avait pas besoin d'être transformée en société anonyme).

Les distributeurs ont reçu des concessions d'une durée de 40 ans. La loi sur l'électricité définit la zone de concession pour la distribution en gros comme une zone située à moins de 100 mètres des lignes de la société de distribution. L'obligation de servir un client se limite à cette zone. La limitation de la concession a été destinée à augmenter les offres pour les sociétés de distribution car elle a limité les obligations financières de l'investisseur.

3.4.2 Rôle du Ministère dans la régulation

Le Vice-Ministre de l'Énergie et des Hydrocarbures (VMEH) au Ministère du Développement Économique (MOED) est chargé de prendre les décisions dans le secteur de l'électricité. Il propose les normes du secteur et élabore des plans directeurs de développement au moindre coût qui ne sont pas imposés mais qui servent de guide aux investisseurs privés et qui devront être utilisés pour la planification du transport de l'électricité. Il est de même pour l'électrification rurale et le respect des normes environnementales.

3.4.3 Rôle du régulateur

La SDE, sous la responsabilité d'un Directeur, est l'agence chargée de la régulation du secteur de l'électricité, en charge de la protection des droits à la fois des consommateurs et des actionnaires. La SDE a des pouvoirs et des responsabilités, relativement larges entre autres pour : (a) octroyer ou retirer les concessions et permis ; (b) intervenir, si nécessaire, dans les sociétés d'électricité ; (c) imposer des droits de passage ; (d) approuver et mettre en vigueur

des tarifs maximum pour l'électricité; (e) examiner les pratiques de concurrence déloyale ; (f) appliquer des sanctions ; (g) proposer des normes de réglementation à caractère technique ; (h) approuver les interconnexions internationales et le commerce de l'électricité ; (i) superviser le Comité national de « dispatching » (CNDC).

Les activités de SDE sont financées par un prélèvement versé par les sociétés d'électricité et qui n'excède pas 1% des ressources provenant de leurs ventes (avant les impôts indirects).

3.4.4 Régulation des prix

Le prix du transport a été fixé pour permettre à TDE une rentabilité correspondant aux taux d'intérêts internationaux, sous réserve d'une gestion performante. Le taux de rentabilité actuel sur les investissements est de 10,1%. Il y a deux types de tarifs. Dans le réseau central où les échanges d'électricité sont très importants, des tarifs fixes (timbre) sont imposés (indépendamment de la distance), alors que dans le reste du réseau, les tarifs sont fixés sur la base de distance.

En 1995, la Bolivie est passée de «l'approche taux de rentabilité » dans la fixation des marges de distribution, à un système de «prix plafond ». Des marges de distribution approuvées par la SDE pour une période de quatre ans sont classées mensuellement, en utilisant la formule IPD-X, où IPD (indice des prix de détail) est une mesure de l'inflation et X un facteur d'amélioration de l'efficacité. La SDE élabore les structures détaillées des prix pour chaque société de distribution basées sur les installations techniques utilisées pour assurer l'approvisionnement et la vente aux consommateurs, ne laissant aucune possibilité aux sociétés de distribution pour déterminer des prix comparatifs.

Les prix de vente au détail intègrent les coûts de production, de transport et de distribution. La SDE lutte pour trouver un mécanisme efficace pour transmettre les coûts de production, basés sur les prix contractuels à long terme et les prix sur le marché au comptant, aux distributeurs. Jusqu'ici, aucune solution satisfaisante n'a été trouvée.

4. Electrification rurale

4.1.1 Statut et coût de l'électrification rurale

Dans le secteur de l'électricité, la zone rurale en Bolivie comprend les villes de moins de 2.000 habitants. En 2000, il y avait environ 900.000 ménages ruraux (3.2 millions de personnes) dont seulement 22% avaient l'électricité.

Les coûts de raccordements en milieu rural ont en moyenne été de 760 dollars US/ménage au cours de ces dernières années (dont l'extension du réseau en moyenne coûte 640 dollars US/ménage). Cette moyenne sera plus élevée pour les régions plus éloignées et plus dispersées, non encore desservies d'électricité.

Environ 60% de la population non encore desservie en milieu rural vit dans des zones à moins de 25km d'un réseau et pourrait être électrifiée par une extension du réseau, avec des coûts d'investissement moyens d'environ 1.000 dollars par raccordement.

Quelques 300 millions de dollars sont nécessaires pour atteindre un taux d'électrification de 50% en milieu rural. Près de 900 millions de dollars sont nécessaires pour réaliser la couverture totale.

4.1.2 Cadre juridique et régulation de l'électrification rurale

La loi de 1994 sur l'électricité indique que le gouvernement est chargé du développement de l'électrification rurale. Ces zones ne peuvent pas être développées par le seul secteur privé. La loi prescrit que le financement de l'électrification rurale – utilisant des fonds nationaux et en provenance des bailleurs de fonds – sera réalisé à partir du Fonds National de Développement Régional. Celui-ci est chargé d'évaluer les besoins de financement des projets proposés par les ONG, les entreprises privées et les municipalités.

Dans cette structure institutionnelle complexe, les responsabilités sont partagées à trois niveaux (central, départemental et municipal), avec des conditions incitatives, des stratégies et des politiques différentes, parfois contradictoires.

Au niveau central, le Vice-Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures est chargé de fixer la stratégie et les politiques d'électrification rurale. Le Département de Développement de l'Energie mis en place à la Direction Générale de l'Energie en 1997 est chargé de concevoir, mettre en œuvre et surveiller la politique énergétique du gouvernement en milieu rural.

En 1997 le Gouvernement de Bolivie a essayé d'élaborer un cadre détaillé par l'adoption du Programme National d'Electrification Rurale (PRONER), qui s'est fixé comme objectif d'accroître la couverture nationale en électricité à 70% sur 20 ans. Le PRONER a identifié 110.000 nouveaux raccordements (pour un coût de 103 millions de dollars US) à réaliser entre 1998 et 2003 grâce au développement du réseau (36.000), des micro-barrages (25.000) et autres énergies renouvelables telles que les panneaux solaires photovoltaïques et les moulins éoliens (49.000), en vue de doubler le taux d'électrification rurale passant de 14% en 1997 à 28%. Le PRONER a élaboré un ensemble de directives et de principes applicables à la mise en œuvre de projets d'électrification rurale, de même que la participation du secteur privé, la minimisation des subventions et la pérennité des projets. Les opérateurs privés doivent être choisis, si possible, sur une base concurrentielle, en utilisant le minimum de subventions aux investissements comme critère d'attribution.

4.1.3 Système décentralisé de financement et de mise en œuvre de l'Electrification rurale

En vertu des lois relatives à la participation populaire et à la décentralisation administrative, de 1994 et 1995, la responsabilité de l'identification, du développement, du financement et de la mise en œuvre de projets d'électrification rurale a été largement décentralisée et confiée aux départements et aux municipalités. Ces entités ont reçu des budgets appropriés : les municipalités reçoivent en ce moment 20% des ressources annuelles de l'état, alors que les départements obtiennent des fonds en provenance des redevances prélevés sur les hydrocarbures et autres sources.

Dans la Stratégie Nationale de Réduction de la Pauvreté et de répartition des ressources du gouvernement, tous les fonds de développement rural sont maintenant intégrés dans un fonds commun - le DUF (Direction Unique de Fonds). L'aide financière que le gouvernement et les bailleurs internationaux apportent aux municipalités, est maintenant canalisée dans la DUF.

5. Résultats de la Réforme en 2001

5.1 Investissements dans le SNI

5.1.1 Investissements dans la production

Le tableau ci-dessous présente la croissance de la puissance installée et de la consommation depuis 1980. La croissance de la demande a été assez constante au cours des trois dernières décennies, avec environ le double du taux de la croissance économique globale. Pour 1985-95, la croissance de la demande a été plus rapide que les ressources de ENDE, ce qui ne permettait pas à cette dernière de réaliser des investissements pour augmenter sa puissance installée, réduisant ainsi la sécurité d’approvisionnement. La puissance installée a augmenté depuis 1995 d’environ deux fois par rapport au rythme qu’elle a connu la décennie précédente. Il y a maintenant un surplus de capacité, une marge de réserve de 35%, car l’espoir de pouvoir exporter l’énergie vers le Brésil n’a pas pu se concrétiser.

Tableau 2. Croissance de la capacité installée et de la consommation

Période	Capacité Installée (croissance en %)		Consommation (croissance en %)	
	Période quinquennale	Annuelle	Période quinquennale	Annuelle
1980-1985	-4.1%	-0.8%	-3.6%	-0.7%
1985-1990	35.0%	6.2%	41.6%	7.2%
1990-1995	24.3%	4.5%	51.1%	8.6%
1995-2000	61.5%	10.1%	50.1%	8.5%
2000-2005 (est.)	16.9%	3.1%	n/a	n/a

De 1995-2000, l’augmentation a été de 495MW pour la puissance installée dans le système intégré. Environ 300 MW proviennent des sociétés « capitalisées », Guaracachi et Valle Hermoso, 70 MW de COBEE, le reste (autour de 120 MW) venant des quatre nouveaux entrants : Rio Electrico avec 12 MW, Hidroelectrica Boliviana avec 80 MW, Synergia avec 8 MW et Bulu-Bulu, une filiale de Amoco Power, avec 80 MW. La troisième société « capitalisée », Corani, n’a pas augmenté sa puissance de base installée mais a investi dans les tunnels et canalisations permettant d’augmenter la disponibilité de puissance de ses centrales hydroélectriques pendant toute l’année - jusqu’à un taux de 85-90%.

Sur le total de 324 millions de dollars US que les producteurs ont investis en six ans, seulement 40% sont dus à l’obligation des investisseurs de se conformer aux engagements légaux pris dans le cadre de la privatisation par l’approche « capitalisation ». Ce qui veut dire que la formule en tant que telle n’était pas nécessaire pour inciter à réaliser des investissements.

5.1.2 Investissements dans le transport

La loi sur l’électricité a décentralisé la responsabilité de prise de décision en apportant une solution aux goulots d’étranglement au niveau du transport, dus à une capacité insuffisante des réseaux de transport, en le laissant aux mains des acteurs de marché. Transportadora de Electricidad (TDE) ne dispose d’aucun monopole pour les investissements dans le réseau de

transport. Tous les acteurs pouvaient investir, et un système de multiples tarifs nodaux de transport était mis en place pour donner de bons signaux tarifaires.

Dans la réalité les opérateurs de marché n'ont pas pu conclure un accord sur l'extension du réseau de transport, les coûts et le financement. Dans le SNI, la demande est divisée en trois parties égales : La Paz à l'ouest, Santa Cruz à l'est, et le reste (Cochabamba, Oruro, Chuquisaca et Potosí) au centre. Le manque de capacité de transport jusqu'à La Paz et particulièrement à Santa Cruz a profité aux centrales situées à proximité de ces villes (COBEE à La Paz et Guaracachi à Santa Cruz), en leur procurant un marché d'approvisionnement d'électricité substantiel. TDE n'avait pas d'obligation d'accroître la capacité de transport du réseau pour satisfaire la demande et a déclaré que les 10,1% de taux de rentabilité autorisé sur les investissements n'étaient pas suffisamment attrayants au vu du risque de pays pour les investissements. En conséquence, en dépit de goulots d'étranglement importants, il n'y a eu aucun investissement majeur dans le transport depuis ces réformes.

En 2002, la Bolivie a modifié la loi pour exiger l'adjudication par appel d'offres pour augmenter la capacité des lignes de transport et autoriser le MOED à proposer de nouvelles lignes de transport. La SDE est chargée de passer en revue toutes les propositions d'investissement dans le transport, et peut les accepter, les rejeter ou les modifier. Les trois premières offres sont arrivées en fin avril 2002 pour des lignes de 230 kV avec une longueur de ligne totalisant 730 kilomètres.

5.1.3 Investissements dans la distribution

Les sept plus grands distributeurs ont investi 156 millions de dollars dans des réseaux de distribution entre 1996-1999. Bien que tous ces investissements, excepté le programme d'investissement du CRE, aient eu lieu dans les zones urbaines seulement, ils ont eu un impact limité sur le taux d'électrification en milieu urbain : ce taux est passé de 72,3% à 73,7% seulement.

Le CRE, la coopérative d'électricité, est la seule société de distribution à réaliser des investissements dans l'extension de réseau en milieu rural.

Ainsi, l'efficacité du secteur de l'électricité réformé en termes d'accès accru des ménages à l'électricité n'est pas frappante.

5.2 Investissements dans l'électrification rurale

Si le taux national d'électrification a augmenté entre 1997 et 2000 de 45,8% à 51,9%, cela est principalement dû au développement de l'électrification rurale. Le taux d'électrification en milieu rural a augmenté de 14% en 1997 à 22,3% en 2000, un développement très important et plus important que celui réalisé au cours des 20 dernières années: le taux d'électrification en milieu rural était de 8% en 1976.

Le programme de décentralisation du gouvernement était la cause de l'électrification rurale accélérée plutôt que les réformes du secteur de l'électricité. Les réformes de décentralisation de 1995 ont augmenté les ressources disponibles pour les municipalités et les départements et ont conduit, après quelques années de préparation, à une expansion rapide de l'électrification rurale. Entre 1997-2001, environ 65 millions de dollars US ont été investis dans l'électrification rurale, et 70.000 ménages (8% de la population rurale) en ont bénéficié.

Environ 75% des nouveaux raccordements en milieu rural étaient faits par extension de réseau, 15% par des systèmes solaires individuels, et 10% par des mini-réseaux dans des villages isolés (diesel, quelques micro-centrales hydrauliques).

Environ 25% du total des financements de l'électrification rurale vient de l'aide internationale (bilatérale et des ONG), 13% du secteur privé, et 62% des gouvernements locaux (la plupart du temps en provenance du département, mais utilisé pour des projets municipaux). Les départements et les municipalités ont apporté la majeure partie des fonds, pourtant, l'électrification rurale représentait moins de 10% de leurs investissements.

La plupart des projets étaient mis en œuvre avec 100% de subvention à l'investissement, après quoi l'opération était transférée au distributeur local (avec les actifs retenus par le gouvernement local). Le financement du secteur privé a été faible et limité à Santa Cruz, où la coopérative d'électricité, la CRE, a développé des formules innovatrices.

Les mesures édictées par le PRONER ont été ignorées jusqu'ici par les municipalités. L'efficacité et la durabilité de l'effort d'électrification rurale sont sujet à des incertitudes:

- les projets étaient exécutés par les municipalités, qui manquent d'expertise technique appropriée et d'expérience dans la mise en œuvre ;
- les coûts d'investissement unitaires étaient plus élevés que de besoin en raison du manque de concurrence et parce que les nombreux petits projets ne pouvaient pas bénéficier des économies d'échelle ;
- les structures désignées pour l'exploitation et la maintenance des systèmes et le recouvrement des factures peuvent ne pas être viables. Aucune attention n'a été portée à l'attrait des opérateurs du secteur privé pour maximiser le financement conjoint des investissements et pour assurer la durabilité de l'investissement en prenant des dispositions d'exploitation et de maintenance plus efficaces ;
- l'atomisation du marché (municipalité par municipalité) complique la planification et la conception des programmes au niveau national, et empêche la réalisation des économies d'échelle.

5.3 Impact sur les tarifs et les prix de l'énergie

5.3.1 Tarifs en gros

En raison de la concurrence entre les quatre producteurs après la réforme, les prix d'achat en gros d'électricité ont baissé d'environ 18 à 16 dollars US/ MWh (+ 6 dollars US/kW par mois pour la capacité) au cours des trois premières années d'exécution de la réforme.

5.3.2 Tarifs au détail

Les tarifs moyens de détail sont demeurés pratiquement sans changement (c'est-à-dire aux prix constants) au SNI depuis les réformes. De 1994 à 2000, l'augmentation nominale, en termes de dollars US a été de 6.6 à 7.3 c/kWh, en dessous de 3% p.a., le taux d'inflation. Des gains d'efficacité dans la distribution compensaient la hausse modeste du coût marginal de production. Depuis 2000, les tarifs ont commencé à monter en valeur réelle, en raison de l'augmentation du coût de production, reflétant principalement le manque de concurrence.

À la différence de la situation dans beaucoup de pays, qui privatisent le secteur de l'énergie, la subvention croisée des consommateurs résidentiels par les utilisateurs commerciaux et

industriels n'a pas été éliminée. En juin 2000, le prix de détail moyen était 5,9c/kWh pour les ménages, 11,8c/kWh pour les consommateurs commerciaux et 6,6c/kWh pour les utilisateurs industriels. En 1999 cependant, un plan a été adopté pour éliminer progressivement la subvention croisée des consommateurs résidentiels sur une période de huit ans.

5.4 Performances financières

Aucun des producteurs ne s'est bien porté financièrement. De 1996 à 1999, le taux de rendement de COBEE sur le capital a chuté de 19% à 7%, celui de CORANI de 12% à 9% et celui de Guaracachi de 6% à 4%, tandis que celui de Valle Hermoso restait autour de 5%. Les données disponibles pour Guaracachi et Valle Hermoso indiquent que le taux de rendement a continué à baisser en 2000.

TDE s'est bien comportée financièrement. En raison de son état financier solide et son marché assuré, TDE est une des premières sociétés boliviennes en cours de qualification pour accéder à un financement sur les fonds de pension boliviens.

Les performances financières des sociétés de distribution étaient raisonnables avec un rendement sur des capitaux propres de 10% en moyenne entre 1998 et 1999. Electropaz et sa filiale ELFEO ont eu les taux de rentabilité internes les plus élevés (en moyenne 12% et 14% respectivement) en 1997-99, alors qu'ELFEC obtenait une moyenne de 10%.

5.5 Echecs de régulation

Comme on pouvait s'y attendre, chaque fois qu'un large éventail de réformes est mis en œuvre, cela change considérablement les règles de fonctionnement du marché. La Bolivie lutte avec les procédures pour mettre en place des règles appropriées de marché et les faire fonctionner correctement.

5.5.1 Concessions pour les sociétés de distribution non-privatisées

La privatisation ratée des plus petits distributeurs a empêché ces derniers d'obtenir une concession en raison de l'obligation d'être une «société privée» dans le sens de la loi de 1994 sur l'électricité. Etant dans un vide juridique, les petits distributeurs (à la fois ceux qui sont propriété d'état et les coopératives) n'ont pas pu exécuter les plans et les investissements nécessaires en raison des incertitudes autour de leur avenir. Le régulateur par contre a manqué d'instruments efficaces pour jouer son rôle de régulation. Vers la fin 2001, comme mesure intérimaire, le Gouvernement de Bolivie a présenté un nouvel instrument de régulation, «contrat d'adéquation», un contrat de concession basé sur une période de quatre ans, renouvelable une fois. (Les contrats réguliers de concession sont de 40 ans).

5.5.2 Contrats de fourniture obligatoires de long terme avec les producteur

Pour réduire la volatilité des prix pour les distributeurs et pour promouvoir une plus grande concurrence parmi les producteurs, les distributeurs sont supposés couvrir 80% de leur demande avec des contrats de long terme (au moins trois ans) auprès des producteurs, le reste étant acheté sur le marché libre. Cependant, pas un seul contrat n'a été signé jusque-là en Bolivie car il n'y a pas eu d'obligations similaires pour les producteurs et les conditions économiques incitatives ont milité contre ces contrats.

5.5.3 Réglementation des systèmes isolés de moins de 500KW

Seuls les systèmes isolés de plus de 500 kW de demande de pointe maximale nécessitent une concession. Les systèmes en dessous de ce seuil ne sont pas régulés par SDE, bien que la loi de 1994 sur l'électricité n'exclue pas cette éventualité. En conséquence, l'électrification rurale se fait essentiellement sans réglementation ; ce qui a un impact négatif sur les investissements privés dans la mesure où le risque est accru.

5.5.4 Tarifs nodaux de transport

Pour donner les signaux de prix appropriés pour les investissements dans la production et nouvelle capacité de transport, la loi de 1994 sur l'électricité a mis en place un nombre impressionnant de tarifs nodaux. Ce système s'est avéré trop détaillé et a été abandonné. Maintenant, il y a un tarif unique de transport d'électricité dans les zones de trafic lourd; la fixation de prix nodaux est employée pour les lignes de transport dans les zones éloignée.

5.5.5 Séparation du transport de gaz et de la production d'énergie

Une meilleure coordination avec le régulateur en charge de fixation des prix des hydrocarbures et d'autres aspects de régulation dans l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité est également importante. Tandis que le principe de fixation de tarifs nodaux a été utilisé pour le transport d'énergie dans les zones de trafic concentré, la Bolivie a un tarif unique pour le transport de gaz, indépendamment de la distance.

Les réglementations nationales interdisent la propriété croisée entre les réseaux de transport de gaz et les centrales électriques, ce qui a découragé l'entrée d'Enron, qui avait pourtant acheté le pipeline de transport de gaz naturel, sur le marché électrique. Le réseau de transport du gaz naturel, tout en servant le marché national, est utilisé pour l'exportation vers le Brésil. Des rumeurs ont versé qu'Enron était disposé à baisser le prix de transport du gaz en dessous du coût pour bénéficier ses investissements dans les centrales thermiques brésiliennes.