

УДК 338.246.025

Г. С. Огневенко

РЫНОЧНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ МАЛЫХ СТРАН: ОПЫТ ЧИЛИ

ОРГАНИЗАЦИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ ДЕРЕГУЛИРОВАНИЯ

Применение конкурентных начал в электроэнергетике на сегодняшний день является магистральным направлением. В той или иной степени по этому пути идут такие страны, как Австралия, Аргентина, Бразилия, страны Евросоюза, США, Скандинавские страны, Китай, Япония и др. Но первой в мире страной, осуществившей всестороннюю реформу своего электроэнергетического комплекса, является Чили. В связи с этим будет небезынтересно рассмотреть опыт этой страны в области рыночных преобразований в электроэнергетике.

Основной причиной начала рыночной реформы в электроэнергетической отрасли Чили было падение экономической эффективности деятельности двух крупнейших электроэнергетических компаний страны — *Endesa* и *Chilectra*. Это связывали с национализацией этих компаний, проведенной в 1970—1973 гг.

К 1974 г. инфляция, высокие цены на топливо, тарифное ограничение со стороны регулирующих органов, рост численности персонала при снижении производственных показателей привели эти компании к убыткам, росту непроизводительных затрат и недостатку инвестиций.

Энергосистема Чили по своим масштабам относительно небольшая. В Чили действуют два основных региональных энергетических рынка: *Sistema Interconectado Central (SIC)*, объединяющий наиболее заселенные юж-

ные и центральные регионы страны, включая столицу Сантьяго, и *Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)*, объединяющий северные регионы. На юге действуют две небольшие энергосистемы — *Sistema de Aysén* и *Sistema de Magallanes* (рис. 1).

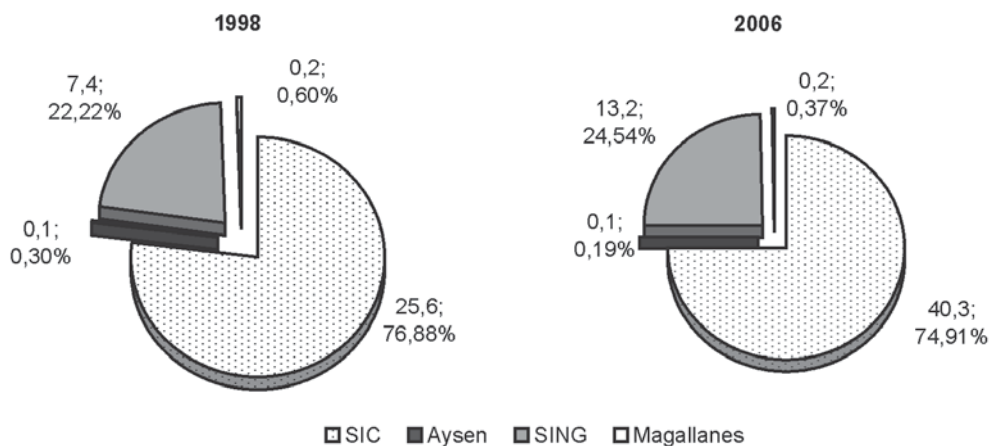


Рис. 1. Доля энергосистем Чили в структуре выработки электроэнергии в 1998 и 2006 г.

Источник: рассчитано по [7].

Спецификой электроэнергетики Чили является высокая доля гидрогенерации в выработке электроэнергии и установленной мощности электростанций (более 37% для всей энергосистемы страны и более 53% для SIC (рис. 2, 3).

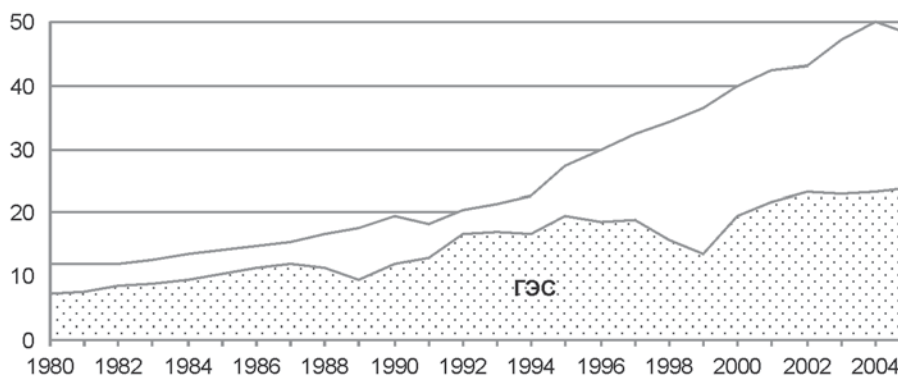


Рис. 2. Динамика производства электроэнергии ГЭС в Чили в 1980–2005 гг.

Источник: рассчитано по [12; 15].

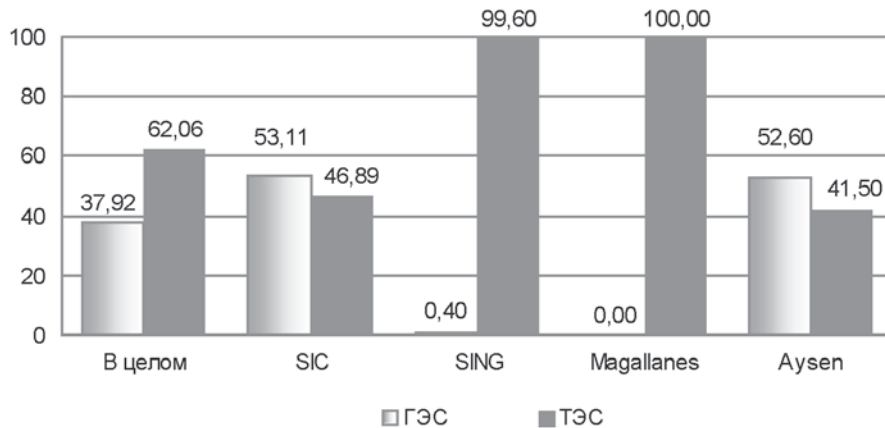


Рис. 3. Доля ГЭС и ТЭС в структуре установленной мощности электростанций Чили в июле 2007 г., %

Источник: рассчитано по [2].

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Реформы электроэнергетической отрасли Чили начались в 1978 г., когда была образована Национальная энергетическая комиссия (*Comision Nacional de Energia — CNE*). В 1982 г. правительством (некоторые члены которого в свое время учились в США в Университете Чикаго) был разработан закон об электроэнергетике (*de Ley № 1, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos*), который до сих пор является основным нормативным актом, регулирующим текущую организацию электроэнергетического сектора Чили. Закон определял вертикальное и горизонтальное разделение (фактически начавшееся в 1981 г.), коммерциализацию и приватизацию государственного электроэнергетического комплекса, создание рынка электроэнергии.

Предпринимались попытки адаптации закона об электроэнергетике 1982 г. к тем изменениям, которые произошли в электроэнергетике за последние 25 лет. Важные поправки были внесены после засухи 1998–1999 гг. Эти изменения коснулись компенсации клиентам за недопоставки электроэнергии в течение времени ограничения (нормирования) энергопотребления, и также обязательств, накладываемых на производителей электроэнергии на удовлетворение умеренного спроса от дистрибьюторов даже в отсутствие контрактов.

Летом 2003 г. в парламенте Чили обсуждали новый, так называемый короткий закон об электроэнергетике (*Ley Corta*), который был окончательно

принят в январе 2004 г. В законе решались проблемы привлечения инвестиций в строительство новых электростанций и линий электропередачи, связанных с низкими ценами энергоузлов и проблемами согласования платы за использование новых линий электропередачи. *Ley Corta* ввел существенные изменения на рынке. Во-первых, изменение системы оплаты за передачу электроэнергии. Определение тарифа теперь основано на проводимой четыре раза в год международной оценке рыночной стоимости активов электропередающей компании *Transelec* и на регулируемой норме отдачи на капитал. Во-вторых, цена энергоузла может быть изменена не более чем на 5% от свободной рыночной цены. Это сократит риски генерации при поставке электроэнергии на ограниченный узловой рынок. В-третьих, пороговый уровень для свободных рыночных клиентов, имеющих право выбирать поставщика, уменьшен с 2 до 0,5 МВт. В-четвертых, увеличивается степень регулирования доступа к сети для предотвращения случаев дискриминационного поведения дистрибьютора. В-пятых, должен быть открыт рынок вспомогательных финансовых инструментов [8, с. 8].

После разделения интегрированных компаний образованные в 1986 г. региональные энергетические рынки стали базироваться на концепции независимого системного оператора (*Centro de Despacho Económico de Carga — CDEC*).

В процессе реформирования принадлежавшая государству энергокомпания *Endesa*, созданная в 1944 г., с большим количеством электростанций, линиями электропередачи и распределения электроэнергии по всей стране, была разделена на 14 компаний: 6 генерирующих (включая *Endesa* и *Colbun*), 6 распределительных и 2 небольшие изолированные компании, включающие генерацию и распределение для обеспечения юга страны. *Chilectra*, которая была частной до 1970 г. и управляла распределением электроэнергии в Сантьяго, была раздроблена на 3 фирмы: генерирующую компанию (*Gener*) и две распределительные (включая *Chilmetro*, теперь часть *Chilectra*). Приватизация этих энергокомпаний принесла 1,2 млрд долл. США, или 50% всех полученных в период 1985–1989 гг. доходов от приватизации. *Endesa*, *Gener* и *Chilmetro* распродавались в период 1985–1989 гг. Первоначально это происходило через продажи акций персоналу, но в конечном счете завершилось публичными предложениями. Последующие слияния разьединенных компаний частично вновь реинтегрировали электроэнергетику [8, с. 7].

Несмотря на радикальность реформ, на рынке оставались доминирующие компании, и в частности *Endesa*. Это была самая большая компания с 58% рынка электрогенерации в *Sistema Interconectado Central*, контролем над большинством национальных гидроэнергетических ресурсов и над главными гидроэлектростанциями озера Лаха. *Colbun* был создан как холдинговая компания для двух ГЭС, которые тогда строились *Endesa*. Сеть линий электропередачи

высокого напряжения была в значительной степени оставлена в руках *Endesa*. В дальнейшем, в течение нескольких лет, происходила интеграция *Endesa* с инфраструктурой распределения электроэнергии [8, с. 7].

В течение 1990-х — начале 2000-х гг. в электроэнергетике Чили произошли некоторые изменения в структуре собственности.

В электрогенерации рыночная доля *Endesa* существенно уменьшилась в результате повышения доли *Colbun* и входа новых небольших участников рынка (табл. 1).

Таблица 1

Генерирующие компании Чили (по состоянию на июнь 2007 г.)

Генерирующие компании	Установленная мощность, МВт	Доля в структуре установленной мощности, %
1	2	3
Sistema Interconectado Central		
Arauco Generacion S.A.	177,8	1,97
Gener S.A.	902,2	9,98
Colbun S.A.	1 894,0	20,95
Endesa	2 761,7	30,54
Guacolda S.A.	304,0	3,36
Pangue S.A.	467,0	5,16
Pehuenche S.A.	623,0	6,89
S.E. Santiago S.A.	379,0	4,19
San Isidro S.A.	610,0	6,75
Innergy S.A.	120,0	1,33
Ibener S.A.	124,0	1,37
Aconcagua S.A.	100,9	1,12
Petropower S.A.	75,0	0,83
Pilmaiquen S.A.	39,0	0,43
Pullinque S.A.	48,6	0,54
H.G. Vieja y V. Valpo	58,3	0,64
Otras	357,1	3,95
Всего SIC	9 041,6	100,00
Sistema Interconectado del Norte Grande		
Celta	181,8	5,0
Edelnor	719,1	20,0
Electroandina	991,5	27,5
Aes Gener	642,8	17,8
Gasatacama	783,3	21,8
Norgener	283,4	7,9
Всего SING	3 601,9	100,0

1	2	3
Sistema de Magallanes		
Edelmag S.A.	64,7	100
Всего Magallanes	64,7	100
Sistema de Aysén		
Edelaysen S.A.	33,5	100
Всего Aysén	33,5	100
Всего Чили	12 741,7	X

Источник: по данным [2].

Однако *Endesa* объединила часть распределительных и сбытовых компаний и стала в 1989 г. частью *Enersis Group*, которая также контролирует *Chilectra*. *Colbun* была частично приватизирована в 1993 г. и полностью — в 1997 г. *Endesa* долго боролась с властями за свои сети электропередачи в *SIC*. Наконец, в 2000 г. под давлением властей *Endesa* добровольно продала сети (компания *Transelec*) канадской компании *Hydro-Quebec*. К концу 1990-х гг. иностранные фирмы получили в собственность большую часть чилийской электроэнергетики. *Colbun* является частью бельгийской *Tractabel Group* (50,6% акций в 2002 г.). *Enersis* контролируется испанской *Endesa* (65% в 2002 г.). *Gener* почти полностью принадлежит американской (США) *AES* (98,65% в 2002 г.) [8, с. 7].

Структура регулирующих органов Чили в области электроэнергетики была окончательно сформирована в течение 1980-х гг.

Центральный элемент системы регулирования — Национальная энергетическая комиссия (CNE), которая ответственна перед министром экономики (*Ministro de Economía*) за политику в сфере электроэнергетики и за регулирование стоимости распределения электроэнергии. На количество служащих CNE наложены законодательные ограничения.

В 1985 г. была учреждена должность суперинтенданта ценообразования на электроэнергию и топливо (*Superintendencia de Electricidad y Combustibles — SEC*). Суперинтендант несет ответственность за сбор данных для осуществления регулирования, работу по жалобам клиентов, наложение штрафов за некачественное обслуживание и выплату компенсаций клиентам. При регулировании Национальная энергетическая комиссия использует данные о затратах компаний, собранные суперинтендантом.

Министр энергетики (*Ministro de Energía*) своим распоряжением устанавливает регулируемые тарифы и контролирует ограничения на потребление электроэнергии в периоды засухи, когда не хватает мощности гидравлических станций на покрытие потребностей в электроэнергии. Также министр

участвует в урегулировании споров, разбираемых системным оператором (CDEC).

Слияние и сговор компаний, злоупотребление рыночной властью — это сфера ответственности национального экономического прокурора, регулятора конкуренции в Чили, который имеет право разделения компаний с обращением в антимонопольную комиссию, при этом компании имеют право обратиться с апелляцией в Верховный суд.

В пределах рынков энергосистем *SIC* и *SING* производители электроэнергии обязаны объявлять свои производственные возможности и предельные текущие (эксплуатационные) издержки (*marginal operating cost*) каждый час. Эти сообщения используются для диспетчеризации производителей электроэнергии и для установления базовой предельной цены на электроэнергию (*basic marginal energy price*) или спотовой цены (*spot price*). Эта цена должна быть использована производителями электроэнергии для торговли электроэнергией между собой. Спотовая цена формируется преимущественно на основе ожидаемых издержек водных ресурсов (*opportunity cost of water*) в *SIC*. Цена водных ресурсов рассчитывается компьютерной моделью (*OMSIC*) для основного водного бассейна озера Лаха [8, с. 4]. Это связано с большой долей гидрогенерации в структуре установленной мощности электростанций Чили.

При нормальных условиях ожидаемые издержки водных ресурсов равны текущим издержкам ТЭС, производящей наиболее дорогую электроэнергию. Если имеется нехватка водных ресурсов, спотовая цена становится издержками отключения (*outage cost*). Издержки отключения равны специфической величине, основанной на готовности потребителя принять компенсацию за запланированное отключение электричества. Для менее чем 10%-го ограничения потребления это около 4–5 спотовых цен [8, с. 4, 5].

Установление издержек отключения необходимо в условиях существующей структуры электрогенерации Чили. Высокая доля гидрогенерации таит определенную опасность. Как известно, основной недостаток ГЭС — большая величина случайной составляющей в загрузке станций, обусловленная неопределенностью прогноза стока воды в реках. Погрешность прогноза стока может достигать 50%. Производство электроэнергии отдельных ГЭС и каскадов гидроэлектростанций в системах характеризуется колебаниями речного стока по сезонам года и существенной изменчивостью объема стока по годам. Значительное влияние на производство электроэнергии на ГЭС с крупными водохранилищами оказывает заполнение этих водохранилищ, так как маловодные и многоводные годы на реках часто наступают периодами и эксплуатация водохранилищ в непроектном режиме может существенно снизить эффективность эксплуатации построенных ГЭС.

Регулируемые цены за произведенную электроэнергию определяются в Чили на основе ожидаемой в течение следующих четырех лет спотовой цены и фиксируются на шесть месяцев (с апреля по ноябрь). Цена рассчитывается компьютерной программой *GOL*, которая основана на модели *OMSIC* [8, с. 4, 5].

В области регулирования стоимости распределения электроэнергии чилийскими экономистами была предложена идея установления тарифа, который был бы не связан с фактическими затратами распределительных компаний, что стимулировало бы эти компании к сокращению своих затрат.

Доход для распределительных компаний устанавливался на основе затрат компании-образца. Независимо друг от друга формировались отчеты двух уполномоченных консультантов по моделированию параметров издержек и дохода электрической распределительной сети-образца, сравнимой по своим характеристикам спроса и источникам поставки электроэнергии с данной распределительной компанией. Для установления цены на распределение электроэнергии эти оценки усреднялись (вес оценки консультанта регулирующего органа — 2/3, вес оценки консультанта компании — 1/3) и корректировались на величину предполагаемой в течение следующих четырех лет инфляции. Величина инфляции определялась как комбинация с различным весом индекса розничных цен (потребительской корзины), цены меди (главного экспортного товара Чили), оптовых цен и индекса доходов населения. Эти разработки явились основой для метода *RPI-X* регулирования и ярдстик регулирования (*yardstick regulation*) [8, с. 5]. Ответственность за регулирование тарифов на распределение электроэнергии лежит на Национальной энергетической комиссии (*CNE*).

При передаче электроэнергии был предусмотрен механизм оплаты производителями транспортировки электроэнергии их потребителям. Оплата за доступ к сетям основывалась на договорных тарифах с гарантированным правом доступа, с учетом пропускной способности сети. Новые подключения и линии электропередачи должны были быть оплачены производителями электроэнергии, которые имели право заключать договоры с передающими компаниями или строить свои собственные сети.

Законом об электроэнергетике 1982 г. была установлена концепция двух типов потребителей — регулируемых (*clientes regulados*) и нерегулируемых (*clientes no regulados*). К категории нерегулируемых относились потребители с мощностью выше 2 МВт. Эти клиенты, в отличие от регулируемых, имели право заключать контракты на поставку электроэнергии непосредственно с производителями. Регулируемые потребители являлись клиентами местных распределительных компаний. Эти клиенты платили регулируемую цену распределения плюс цену энергоузла, которая была основана на комбинации прогнозных

предельных издержек производства электроэнергии краткосрочного периода (*short run marginal cost of energy*), издержек пропускной способности (*capacity charge*) и издержек, относящихся к передаче электроэнергии [8, с. 6].

Как правило, на любом оптовом рынке электроэнергии, в том числе и в Чили, используется узловая модель ценообразования. В общем случае под узлом подразумевают условное место в рыночном пространстве, предполагая ограниченность доступа извне и свободное обращение товара внутри. В основе такой модели лежит модель многополюсной однопродуктовой поточковой сети, с графом сети, задаваемым некоторым множеством узлов сети и соединяющих их ветвей. С каждым узлом сети связано множество относящихся к нему продавцов и покупателей. Участники жестко привязаны к вершинам графа расчетной модели и за сутки до проведения торгов присылают свои заявки в почасовом разрезе, в которых указывают, какой объем электроэнергии и по какой цене они готовы купить (продать). Фактически в каждом узле формируются свой спрос и свое предложение. Если бы не существовало системных ограничений на перетоки мощности по сетям, то по результатам аукциона равновесная цена во всей системе оказалась бы одинаковой. В реальности ограничение по пропускной способности приводит к возможности лишь частичного удовлетворения спроса на более дешевую энергию со стороны покупателей и желания продавцов реализовать свою электроэнергию по более высокой цене «чужого» узла. Цены в узлах модели — это цены, по которым рассчитываются продавцы и покупатели, — могут существенно различаться.

РЕЗУЛЬТАТЫ РЫНОЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Можно констатировать стабильное развитие электроэнергетики Чили на всем периоде реформ.

В 1982–2004 гг. установленная мощность в главной энергосистеме страны *SIC* увеличилась с 2713 до 6991 МВт (ежегодный рост 4,1%) [5, с. 41] и достигла в 2007 г. 9041,6 МВт [2], в то время как установленная мощность *SING* за тот же период увеличилась с 428 до 3634 МВт (ежегодный рост 10,2%) [5, с. 41] и в 2007 г. составила 3601,9 МВт [2]. Установленная мощность систем *Magallanes* и *Aysén* в 2007 г. составила 64,7 и 33,5 МВт соответственно [2].

Резерв мощности в пиковой нагрузке (наибольший спрос, деленный на доступную мощность электростанций) в 2003 г. был 26% в *SIC* и 59% в *SING* [5, с. 41]. Энергосистема *SING*, состоящая из тепловых станций, испытывает избыток установленной мощности, тогда как в *SIC* с доминированием в ней гидравлических станций вводились ограничения на электроэнергию в засушливые периоды.

Объем производимой электроэнергии последовательно увеличивался на протяжении почти всего периода 1982–2005 гг. (с середины 1990-х гг. во многом за счет тепловых станций). В 2006 г. в Чили произведено электроэнергии 53,82 млрд кВт·ч [7]. Это в 4,5 раза больше, чем в 1980 г. Увеличение производства произошло во всех энергосистемах страны (рис. 4).

При частной собственности и при относительно низких ценах на электроэнергию в период 1980–2005 гг. установленная мощность электростанций увеличилась с 2,94 млн кВт в 1980 г. до 10,74 млн кВт в 2005 г. (рис. 4).

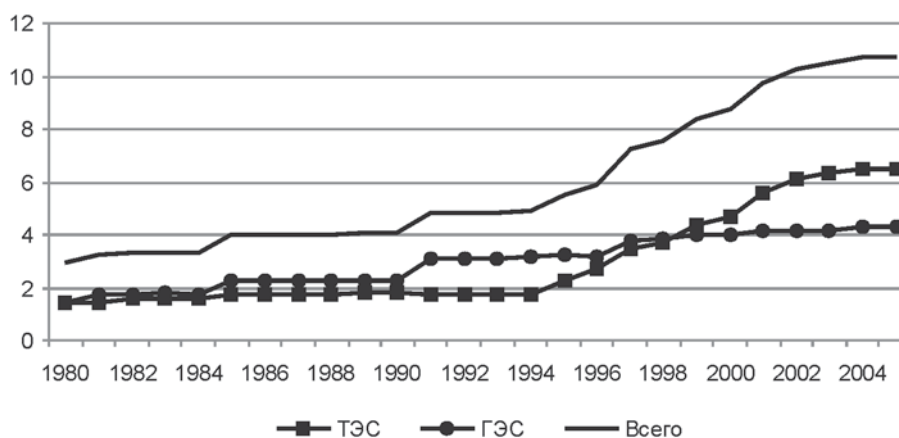


Рис. 4. Динамика установленной мощности ТЭС и ГЭС Чили в 1980–2005 гг., млн кВт

Источник: по данным [12; 13; 14].

Внутренние инвестиции компании *Endesa* составили в период 1991–2000 гг. около 2,3 млрд долл. США [5, с. 41].

В сети электропередачи протяженность линий (500, 220, 345, 154, 110 и 66 кВ) в *SIC* увеличилась с 4310 км в 1982 г. до 8555 км в 2002 г. (ежегодный рост 3,7%) [8, с. 9] и в 2005 г. составила 9147,5 км [6]; в *SING* — с 363 км до 5093 км (ежегодный рост 14,9%) [8, с. 9] и в 2005 г. составила 5008 км [6].

В распределении общее количество регулируемых клиентов энергокомпаний составило в 2001 г. 4,177 млн (из которых у *Chilectra* 1,274 млн) [8, с. 9]. Рост числа регулируемых клиентов составил 4,4% ежегодно в период 1999–2002 гг., и в декабре 2005 г. число регулируемых клиентов достигло более 4,7 млн [1] (у крупнейшей распределительной компании *Chilectra* — более 1,384 млн (рис. 5).

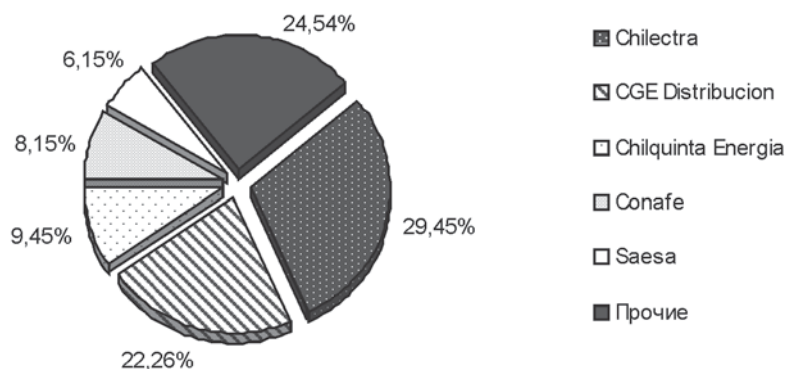


Рис. 5. Основные распределительные компании Чили по числу регулируемых потребителей в 2005 г.

Источник: рассчитано по данным [1].

С 1982 по 2000 г. доля электрифицированных домохозяйств увеличилась с 95 до 98% в городах и с 38 до 86% в сельских районах. Последнее является существенным успехом электрификации в Чили. Хотя большинство населения Чили проживает в городах и степень урбанизации высока, еще в 1982 г. 62% сельских домашних хозяйств (приблизительно 269 841 дом) не были подключены к электросетям. Уже в 2002 г. только 14 % сельских домохозяйств не были электрифицированы. Наибольший прогресс был достигнут в последние 10 лет после учреждения в 1994 г. Национальной программы сельской электрификации (*Programa de Electrificacion Rural*). Осуществляется трехстороннее финансирование подключения домохозяйств к электросетям: пользователи оплачивают 10% стоимости подключения, 20% — энергокомпания, 70% — государственный фонд [8, с. 9–11].

Цены на электроэнергию в Чили соответствуют средним по Латинской Америке как для промышленных потребителей, так и домохозяйств (рис. б).

В период 1992–2002 гг. средние цены на электроэнергию в реальном выражении упали почти на 30%. Например, в SIC узловая цена электроэнергии, поставляемой в Сантьяго, упала с 30,93 долл. США за 1 кВт·ч в октябре 1982 г. до 23,97 долл. США за 1 кВт·ч в октябре 2003 г., падение 22% [8, с. 9–10].

В течение 1996–1998 гг. норма отдачи на капитал у *Chilectra* увеличивалась в среднем на 32% ежегодно, в то время как рост нормы отдачи на капитал у *Endesa* достиг максимума в 15,7% в 1994 г. Средняя норма отдачи на капитал в секторе распределения в 2002 г. составила 13,9%. В генерации и передаче электроэнергии прибыли после приватизации были относительно высоки, но с началом поставок природного газа из Аргентины в 1997 г. и строитель-

ством большого числа ТЭС на природном газе, усиливших конкуренцию, прибыли компаний стали меньше. В 2003 г. норма отдачи на капитал для *Colbun* была 14,8%, *AES-Gener* — 6,6 и *Endesa* — 5,0%. Эти показатели также отражают высокие невозвратные издержки *Colbun* и *Endesa* в виде инвестиций в ГЭС [8, с. 10].

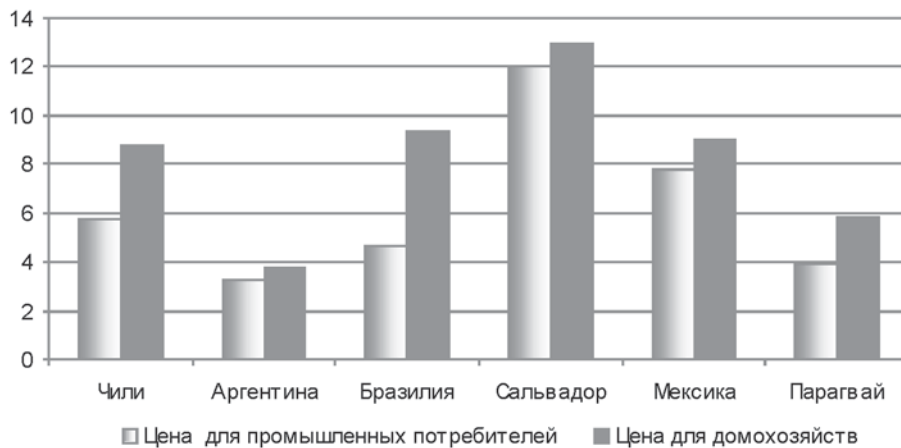


Рис. 6. Цены на электроэнергию для промышленных потребителей и для домохозяйств в ряде стран Латинской Америки в 2004 г., центов США за 1 кВт·ч

Источники: [3; 4].

Производительность труда в электрогенерации *Endesa* увеличилась с 6,3 ГВт·ч на одного работающего в 1991 г. до 35,0 ГВт·ч на одного работающего в 2003 г. У *Chilectra* производительность труда в распределении электроэнергии возросла с 1,4 ГВт·ч отпуска электроэнергии на одного работающего в 1987 г. до 14,1 ГВт·ч — в 2003 г. Общее число занятых в электроэнергетике с 1999 по 2002 г. сократилось с 8264 до 5706 человек [5, с. 41–42].

Начиная с 1982 г. в чилийском электроэнергетическом секторе заметно улучшилось качество поставок электроэнергии. Уменьшились технические (из-за сопротивления) и нетехнические (коммерческие, т. е. из-за хищений) потери электроэнергии. Технические потери энергии в системе распределения уменьшились с 10,2% в 1982 г. до 6,2% в 2002 г. [5, с. 42], но несколько возросли в 2005 г. — 7,78%. У *Chilectra*, главной распределительной компании в Сантьяго, технические и нетехнические потери электроэнергии упали с 19,8% в 1987 г. до 5,6% в 2003 г. [8, с. 11] и до 5,36% в 2005 г. (рис. 7).

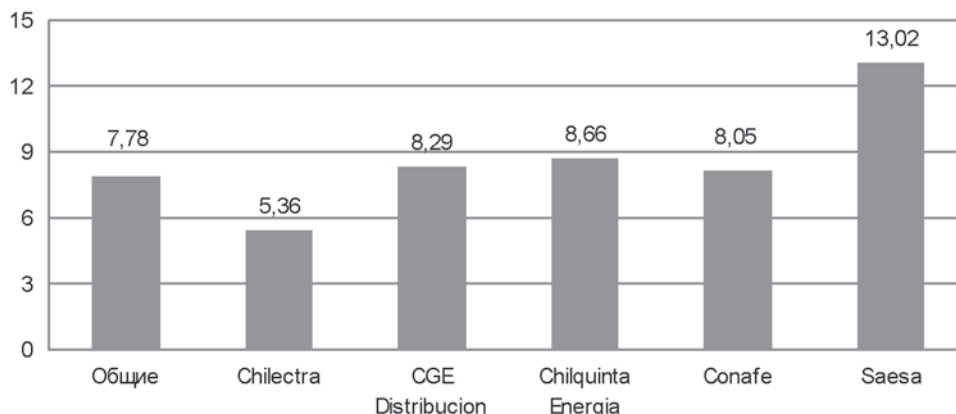


Рис. 7. Общие потери электроэнергии в энергосистеме Чили и у пяти крупнейших дистрибьюторов в 2005 г., %

Источник: рассчитано по данным [1].

Уменьшение нетехнических потерь связано с усовершенствованием технологий учета, тарификации и выставления счетов (*metering and billing*) и техническими решениями, ведущими к усложнению незаконных подключений к электросети.

Произошло снижение количества отключений подачи электроэнергии из-за отказов системы передачи. В системе передачи *Transelec* количество минут прерывания поставки в год было 2,10 в 2003 г. против от 9,60 в 1997 г. [8, с. 11].

С 1982 г. чилийская энергосистема не испытывала серьезных проблем, за исключением 1998–1999 гг., когда в результате засухи образовался серьезный дефицит гидроэнергетической мощности и имели место отключения электроэнергии. Год был чрезвычайно засушлив, и условия водного стока были наименее благоприятны начиная с последней крупной засухи в 1968–1969 гг. Водные запасы озера Лаха (главная дамба которого в своем максимуме может обеспечить выработку 6820 ГВт·ч электроэнергии и способна хранить годовой запас воды) были полностью выработаны. Отключения электроэнергии (*blackouts*) начались в ноябре 1998 г. и продолжались до апреля 1999 г., что, в конечном счете, привело к недопоставкам 500 ГВт·ч электроэнергии [8, с. 11–12].

В 2002 г. на состоянии электроэнергетики Чили негативно отразился финансовый кризис в Аргентине (падение курса аргентинского песо), так как Чили зависит от поставок природного газа из Аргентины. Соглашение 1995 г. между Чили и Аргентиной гарантирует, что в случае внутренней топливной нехватки Аргентина уменьшает поставки в Чили только пропорци-

онально к нехватке топлива в самой Аргентине. После антикризисных мер в 2003 г. аргентинская экономика стала резко расти, что закончилось скачком внутреннего спроса на энергоресурсы. В марте 2004 г. Аргентина в одностороннем порядке объявила об уменьшении экспорта газа в Чили на 15%. Это имело серьезные последствия для Чили. Во-первых, вместе с нехваткой мощности гидрогенерации это требовало дорогой замены природного газа на нефтепродукты. За 6 месяцев замена обошлась в 32 млн долл. США. Во-вторых, это привело к затратам (500 млн долл. США) на создание инфраструктуры импорта сжиженного природного газа (*liquid natural gas*) специальными танкерами из Индонезии [8, с. 12].

ОПЫТ РЕФОРМ

Процесс реформирования электроэнергетического сектора Чили, рассмотренный по пяти основным направлениям (электрогенерация, электропередача, распределение и сбыт электроэнергии, практика регулирования, общие институциональные основы отрасли), позволяет сделать следующие выводы.

Рынок электрогенерации работает наиболее эффективно, когда генерирующие компании дезинтегрированы с компаниями передачи и распределения электроэнергии, низка доля рынка электрогенерации, занимаемая отдельными компаниями, а также когда генерирующие компании могут свободно заключать двусторонние контракты с потребителями электроэнергии.

Регулирование систем передачи электроэнергии должно гарантировать с одной стороны, справедливую цену передачи электроэнергии для потребителей, а с другой стороны, адекватную норму прибыли для компаний электропередачи. При этом должна быть создана система долгосрочного планирования развития сетей электропередачи, обеспечивающая своевременное создание новых линий электропередачи сообразно возрастающим потребностям экономики.

Регулирование деятельности компаний распределения должно обеспечивать более эффективное ведение бизнеса, а также недискриминационный доступ к электросетям третьей стороне. Клиент должен иметь возможность выбора поставщика электроэнергии. Этот принцип успешно реализуется для промышленных и коммерческих потребителей электроэнергии, а в некоторых странах и для потребителей-домохозяйств.

Экономическое регулирование электроэнергетического сектора должно осуществляться отдельным независимым регулирующим агентством с минимальным министерским контролем. Этому органу должны быть делегированы полномочия по планированию будущего спроса в электроэнергетическом

секторе. В противном случае регулирование, основанное на квазирыночных механизмах, может столкнуться с проблемами качества поставки, развития электросети, перекрестного субсидирования потребителей, которые наиболее подвержены политическому влиянию.

Основные институциональные условия функционирования электроэнергетического сектора должны быть стабильными и устойчивыми, защищенными от произвольных политических влияний, способствующими привлечению инвестиций. Государственное регулирование и деятельность независимого системного оператора должны иметь понятные всем оперативные механизмы решения споров между компаниями и регулирующими органами. Учитывая технический характер многих из проблем, необходимо привлечение в группы арбитража соответствующих специалистов, возможно под началом общего агентства по конкуренции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Antecedentes de ventas por empresa concesionaria de distribucion periodo: 1997 al 2005 / Gobierno de Chile; Comision Nacional de Energia. Santiago: CNE, 2006. <http://www.cne.cl>.
2. Capacidad instalada por sistema electrico nacional / Gobierno de Chile; Comision Nacional de Energia. Santiago: CNE, 2007. <http://www.cne.cl>.
3. Electricity Prices for Industry / Energy Information Administration. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.
4. Electricity Prices for Households / Energy Information Administration. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.
5. Fischer R. The Effects of Privatization on Firms and on Social Welfare: The Chilean Case / R. Fischer, R. Gutierrez, P. Serra; Inter-American Development Bank Research. [USA] : IADB, 2003. R—456.
6. Instalaciones de transmisiyn por sistema electrico nacional / Gobierno de Chile; Comision Nacional de Energia. Santiago: CNE, 2006. <http://www.cne.cl>.
7. Operaciyn real por sistema electrico nacional periodo: 1998 al 2006 / Gobierno de Chile; Comision Nacional de Energia. Santiago: CNE, 2006. <http://www.cne.cl>.
8. Pollitt M. Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries / M. Pollitt; Massachusetts Institute of Technology; Center for Energy and Environmental Policy Research; A Joint Center of the Department of Economics; Laboratory for Energy and the Environment; Sloan School of Management. Massachusetts: MIT, 2004. 04-016 WP. <http://web.mit.edu>.
9. Soto R. Institutional Reforms in the Electricity Sector: World Bank Discussion Paper / R. Soto. Washington, DC: World Bank, 1999. <http://www.ilades.cl/economia/Publicaciones>.
10. World Conventional Thermal Electricity Installed Capacity. January 1, 1980 — January 1, 2005 / Energy Information Administration. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.
11. World Hydroelectricity Installed Capacity. January 1, 1980 — January 1, 2005 / Energy Information Administration. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.

12. World Net Conventional Thermal Electricity Generation: Most Recent Annual Estimates, 1980–2006 / Energy Information Administration; Office of Energy Markets and End Use; International Energy Statistics Team. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.

13. World Net Hydroelectric Power Generation: Most Recent Annual Estimates, 1980–2006 / Energy Information Administration; Office of Energy Markets and End Use; International Energy Statistics Team. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.

14. World Total Electricity Installed Capacity. January 1, 1980 — January 1, 2005 / Energy Information Administration. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.

15. World Total Net Electricity Generation: Most Recent Annual Estimates, 1980–2006 / Energy Information Administration; Office of Energy Markets and End Use; International Energy Statistics Team. Washington, DC: EIA, 2007. <http://www.eia.doe.gov>.