

**Directions of Effective  
Integration of the Energy  
Systems of the South  
Caucasus Countries**

**Пути эффективной  
интеграции энергосистем  
стран Южного Кавказа**

**Baku - Tbilisi - Yerevan, 2004  
Баку - Ереван - Тбилиси, 2004**

*International Center  
for Human Development*  
**ARMENIA**

*Международный Центр  
Человеческого Развития*  
**АРМЕНИЯ**

*Organizational & Technical  
Development Society*  
**AZERBAIJAN**

*Ассоциация Организационного  
и Технического развития*  
**АЗЕРБАЙДЖАН**

*The Strategic  
Research Institute*  
**GEORGIA**

*Институт Стратегических  
Исследований*  
**ГРУЗИЯ**

ARMENIA  
International Center  
for Human Development

AZERBAIJAN  
Organizational & Technical Development Society

GEORGIA  
The Strategic  
Research Institute

---

АЗЕРБАЙДЖАН  
Ассоциация Организационного и Технического Развития

АРМЕНИЯ  
Международный Центр Человеческого Развития

ГРУЗИЯ  
Институт Стратегических Исследований

---

**Directions of Effective  
Integration of the Energy  
Systems of the South  
Caucasus Countries**

**Пути эффективной  
интеграции энергосистем  
стран Южного Кавказа**

---

Baku - Tbilisi - Yerevan, 2004  
Баку - Ереван - Тбилиси, 2004

**Directions of Effective Integration of the Energy  
Systems of the South Caucasus Countries**

**Пути эффективной интеграции энергосистем  
стран Южного Кавказа**

Baku - Tbilisi - Yerevan, 2004  
Баку - Ереван - Тбилиси, 2004

ARMENIA / АРМЕНИЯ  
International Center for Human Development  
Международный Центр Человеческого Развития  
[www.ichd.org](http://www.ichd.org)

AZERBAIJAN / АЗЕРБАЙДЖАН  
Organizational & Technical Development Society  
Ассоциация Организационного и Технического Развития  
[www.aor-az.com](http://www.aor-az.com)

GEORGIA / ГРУЗИЯ  
The Strategic Research Institute  
Институт Стратегических Исследований  
[www.src.ge](http://www.src.ge)

Support for the project “Directions of Effective Integration of the Energy Systems of the South Caucasus Countries” was provided by the Eurasia Foundation with funds from the USAID. The opinions expressed herein are those of the authors and do not necessarily reflect the views of AID or the Eurasia Foundation.

Поддержка проекта “Пути эффективной интеграции энергосистем стран Южного Кавказа” была осуществлена фондом Евразия за счет средств, предоставленных Агентством Соединенных Штатов Америки по Международному Развитию (USAID). Точки зрения, отраженная в данном документе и самими авторами, может не совпадать с точкой зрения Агентства США по Международному Развитию или Фонда Евразия.

---

<b>Введение</b> .....	<b>8</b>	3.3. Система передачи электроэнергии .....	73
<b>Армения</b> .....	<b>10</b>	3.4. Система дистрибуции .....	75
1. Социально-экономическое состояние Армении .....	11	3.5. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы .....	76
2. Электроэнергетический сектор Армении .....	12	4. Управление и регулирование .....	77
2.1. История формирования .....	12	4.1. Система управления .....	77
2.1.1. Становление энергетики Армении .....	12	4.2. Энергетическая политика и регулирование .....	79
2.1.2. Электроэнергетика Армении – составная часть энергетической системы СССР .....	13	4.3. Законодательная база .....	81
2.1.3. Развал Советского Союза. Кризис энергетики Армении .....	15	4.3.1. Закон Азербайджанской Республики "Об энергетике" .....	81
2.2. Электроэнергетика Республики Армения .....	15	4.3.2. Закон Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов» .....	101
2.2.1. Энергосистема Армении. Реформы и преобразования .....	15	4.3.3. Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» .....	114
2.2.2. Основные направления развития .....	17	4.3.4. Закон Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях» .....	123
3. Субъекты электроэнергетического сектора Армении .....	19	4.3.5. Закон Азербайджанской Республики о внесении дополнения в Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» в связи с применением Закона Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях» .....	130
3.1. Производство .....	24	4.4. Указы, распоряжения и другие нормативные акты .....	130
3.1.1. Атомная Электростанция (АЭС) .....	24	4.4.1. Указ о применении Закона Азербайджанской Республики «Об энергетике» .....	130
3.1.2. Тепловые Электростанции (ТЭС) .....	27	4.4.2. Указ о применении Закона Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов» .....	132
3.1.3. Гидравлические Электростанции (ГЭС) .....	28	4.4.3. Указ о применении Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» .....	133
3.1.4. Малые ГЭС и другие альтернативные электростанции .....	29	4.4.4. Распоряжение о применении Закона Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях» .....	135
3.2. Передача электроэнергии .....	31	4.4.5. Распоряжение о приватизации малых гидроэлектростанций .....	136
3.3. Инфраструктурные организации .....	31	4.4.6. Классификатор групп потребителей электроэнергии .....	137
3.3.1. Армянский Научно-Исследовательский Институт Энергетики – Институт Энергетики .....	31	5. Состояние и перспективы развития электроэнергетического сектора .....	138
3.3.2. Проектные институты .....	32	5.1. Экономические показатели .....	138
3.3.3. Ремонтные и строительные-монтажные компании .....	32	5.2. Производство и потребление электроэнергии .....	140
4. Законодательство .....	32	5.3. Энергетика и рынок .....	142
5. Внешние связи, проекты, вовлечение инвестиций, приватизация .....	32	5.4. Основные проблемы .....	144
5.1. Приватизация .....	33	5.5. Перспективы развития .....	145
5.2. Имеющиеся электроэнергетические планы и проекты .....	36	5.5.1. Анализ .....	145
6. Перспектива создания объединенной электроэнергетической системы Южного Кавказа (ОЭЭСЮК). Роль Армении в ЭЭСЮК .....	44	5.5.2. Планы строительства и реконструкции электростанций .....	145
6.1. Армения как часть объединенной энергосистемы Закавказья .....	44	5.5.3. Стратегия развития .....	146
6.2. Последствия разрыва межсистемных связей .....	45	5.5.4. Прогноз развития .....	147
6.3. Межгосударственные электросвязи в настоящем времени .....	46	6. Интеграция энергосистем Стран Южного Кавказа .....	148
6.4. Экспорт / импорт электроэнергии. Состояние системообразующих подстанций .....	48	6.1. Перспективы сотрудничества и пути интеграции энергосистем .....	148
7. Роль Армении в Объединенной Электроэнергетической Системе Южного Кавказа (ОЭЭСЮК) .....	50	6.2. Цели, задачи и необходимые условия интеграции .....	151
7.1. Перспективы .....	53	6.3. Рекомендации по эффективной интеграции энергосистем .....	154
<b>Азербайджан</b> .....	<b>55</b>	6.3.1. Рекомендации: .....	155
1. Социально-экономическое состояние Азербайджана .....	56	<b>Грузия</b> .....	<b>159</b>
2. История развития электроэнергетики Азербайджана .....	59	1. Общеэкономическое состояние Грузии .....	160
2.1. Первые шаги .....	59	2. Электроэнергетический сектор Грузии .....	161
2.2. Советский период .....	60	2.1. История формирования .....	161
2.3. Распад СССР. Первые годы независимости .....	63	2.1.1. Электроэнергетика Грузии – составная часть энергетической системы СССР .....	161
2.4. Становление энергетики независимого Азербайджана .....	64	2.1.2. Развал Советского Союза. Кризис энергетики Грузии .....	164
3. Энергетическая система Азербайджана .....	65	2.1.3. Становление энергетики Грузии .....	165
3.1. Общий взгляд .....	65	2.2. Электроэнергетика Грузии .....	166
3.2. Система производства электроэнергии .....	67	2.2.1. Доля электроэнергетического сектора в формировании ВВП .....	166
3.2.1. Теплоэлектростанции .....	67	2.2.2. Основные направления развития .....	166
3.2.2. Гидроэлектростанции .....	70	3. Субъекты электроэнергетического сектора Грузии .....	167
3.2.3. Строительство и реконструкция электростанций .....	71	3.1. Производство .....	167
3.2.4. Малые ГЭС и альтернативные источники энергии .....	72		

3.1.1. Характеристики существующих и перспективных теплоэлектростанций .....	168	3.3. Infrastructure Organizations .....	235
3.1.2. Характеристики существующих и перспективных гидроэлектростанций .....	171	3.3.1. Armenian Scientific Research Institute of Energy (Institute of Energy) .....	235
3.1.3. Малые ГЭС и другие альтернативные энергетические ресурсы .....	173	3.3.2. Design Institutes .....	235
3.2. Обзор состояния линий электропередач .....	174	3.3.3. Repair and Construction Companies .....	235
3.3. Система дистрибуции электроэнергии .....	175	4. Legislation .....	235
4. Управление и регулирование .....	176	5. External affairs, projects, investments, and privatization .....	236
4.1. Регулирующая комиссия .....	176	5.1. Privatization .....	236
5. Законодательная база для развития региональной интеграции в области электроэнергетики	180	5.2. Present Plans and Projects on Electricity Energy .....	239
6. Людские ресурсы .....	181	6. The perspective on establishing the United Power System of South Caucasus (UPSofSC). Role of	245
6.1. Инженерно-технический состав .....	181	Armenia in the UPSofSC .....	245
6.2. Научный потенциал .....	182	6.1. Armenia as part of a united energy system in the Trans-Caucasus .....	245
7. Коммерциализация электроэнергетического сектора .....	183	6.2. Consequences of Breakage of Inter-system Links .....	246
7.1. Реструктуризация энергосектора .....	183	6.3. Current Inter-state Power Links .....	246
7.2. Приватизация .....	184	6.4. Export / Import of Electricity; The State of System-forming Substations .....	248
7.3. Проекты способствующие управлению .....	185	7. Role of Armenia in the United Power System of South Caucasus (UPS of SC) .....	250
8. Региональная кооперация стран Южного Кавказа в области электроэнергетики .....	187	7.1. Perspectives .....	252
8.1. Уроки прошлого десятилетия .....	187	<b>Azerbaijan .....</b>	<b>254</b>
8.2. Перспектива региональной интеграции энергосистем .....	193	1. Social and Economic State of Azerbaijan .....	255
<b>Совместные рекомендации .....</b>	<b>197</b>	2. History of Azerbaijan's Power System Development .....	258
1. Сравнительная характеристика .....	198	2.1. The First Steps .....	258
1.1. Особенности структурных преобразований в электроэнергетике стран Южного Кавказа	198	2.2. Soviet Period .....	258
1.2. Правовые рамки и Основные принципы функционирования национальных рынков	199	2.3. Breakdown of USSR. The First Years of Independence .....	262
1.3. Открытие рынка .....	201	2.4. Development of Power System of Independent Azerbaijan .....	262
1.4. Государственные регулирующие органы .....	202	3. Azerbaijan Power System .....	263
1.5. Разделение работы сети, генерации и поставки .....	204	3.1. General View .....	263
1.6. Система ценообразования .....	206	3.2. Power Generation System .....	265
1.7. Межгосударственная передача электроэнергии .....	207	3.2.1. Thermal Power Plants .....	265
1.8. Инвестиции в генерирующие мощности .....	208	3.2.2. Hydro Power Plants .....	267
1.9. Инфраструктура передачи электроэнергии .....	209	3.2.3. Building and Reconstruction of Power Plants .....	269
1.10. Регулирование торговли и поставок электроэнергии .....	210	3.2.4. Small HPPs and Alternative Energy .....	269
<b>Preface .....</b>	<b>216</b>	3.3. Power Transmission System .....	270
<b>Armenia .....</b>	<b>217</b>	3.4. Power Distribution System .....	272
1. Social and Economic State of Armenia .....	218	3.5. Main Technical and Economic Indexes of Power System .....	273
2. Power Sector of Armenia .....	219	4. Management and Regulation .....	274
2.1. History of Formation .....	219	4.1. Management System .....	274
2.1.1. Establishment of the Power Sector of Armenia .....	219	4.2. Energy Policy and Regulation .....	276
2.1.2. The Power Sector of Armenia as an essential part of the Soviet Union's Power System	219	5. State and Prospects of Electric Energy Sector Development .....	277
2.1.3. Collapse of the Soviet Union; Energy Crisis in Armenia .....	221	5.1. Economic Indicators .....	277
2.2. Power Energy of the Republic of Armenia .....	221	5.2. Production and Consumption of Electric Energy .....	278
2.2.1. Power System of Armenia; Reforms and Changes .....	221	5.3. Power Sector and Market .....	280
2.2.2. Basic Directions of Development .....	223	5.4. Main Problems .....	282
3. Entities of the Armenian Power Sector .....	224	5.5. Development Prospects .....	282
3.1. Generation .....	229	5.5.1. Prospective Plans of Building and Reconstruction of Power Plants .....	283
3.1.1. Nuclear Power Plant (NPP) .....	229	5.5.2. Development Strategy .....	283
3.1.2. Thermal Power Plants (TPP) .....	231	5.5.3. Development prognosis .....	284
3.1.3. Hydro Power Plants (HPP) .....	232	6. Integration of Power Systems of The South Caucasus Countries .....	285
3.1.4. Small HPPs and other alternative Power Plants .....	233	6.1. Prospects of Cooperation and Integration Ways .....	285
3.2. Power Transmission .....	234	6.2. Goals, Tasks and Necessary Conditions for Integration .....	288
		6.3. Recommendations on Effective Integration of Power Systems .....	291
		6.3.1. Recommendations: .....	291
		<b>Georgia .....</b>	<b>295</b>
		1. General State of Georgian Economy .....	296

2. Electric Power Sector of Georgia .....	297
2.1. History of establishment .....	297
2.1.1. Electric power of Georgia – constituent part of the USSR energy system .....	297
2.1.2. Dissolution of Soviet Union. Crisis in the Energy Sector of Georgia .....	299
2.1.3. Building Energy Sector of Georgia .....	300
2.2. Electric Energy sector of Georgia .....	301
2.2.1. Electric energy sector share in GDP .....	301
2.2.2. Main Directions of Development .....	301
3. Subjects of Electric Energy Sector of Georgia .....	302
3.1. Production .....	302
3.1.1. Characteristics of Existing and Prospective Thermo Electric Power Plants .....	303
3.1.2. Characteristics of Existing and Prospective Hydroelectric Power Plants .....	305
3.1.3. Small HEPP and other Alternative Energy Resources .....	308
3.2. Review of the condition of electric transmission lines .....	308
4. Management and Regulation .....	310
4.1. GNERC - Georgian National Electricity Regulatory Commission .....	310
5. Legislative Basis for the Development of Regional Integration in the Area of Electric Energy Sector .....	313
6. Human Resources .....	315
6.1. Engineering-Technical Staff .....	315
6.2. Scientific Capacity .....	315
7. Commercialization of the power sector .....	316
7.1. Restructuring of the Sector .....	316
7.2. Privatisation .....	317
7.3. Management Contracts for T&D and GWEM .....	318
8. Regional cooperation of South Caucasus Countries in the Area of Electric Energy .....	320
8.1. Lessons of past decade .....	320
8.2. Prospect of the Regional Integration of Energy System .....	325
<b>Joint Recommendations .....</b>	<b>329</b>
1. Special features of structural transformation on the electric power industry of South Caucasus countries .....	330
1.1. Core market rules and regulatory system .....	331
1.2. Market opening .....	332
1.3. Regulatory authorities .....	333
1.4. Separation of network operation, production and supply .....	336
1.5. Pricing system .....	337
1.6. Cross-Border Transactions .....	338
1.7. Investments in Generation Facilities .....	339
1.8. Electricity Transport Infrastructure .....	340
1.9. Regulation of Electricity trading and supply .....	342

## Введение

Экономическое развитие стран Южного Кавказа рассматривается в качестве необходимого условия формирования их государственности, с учетом требований современного развития. В этом отношении, огромное значение уделяется энергосистемам этих стран, представляющих существенную часть экономической инфраструктуры. Устойчивое развитие этого сектора рассматривается в качестве одной из предпосылок стабильного экономического роста и укрепления национальной безопасности.

Энергосистемы стран Южного Кавказа (Азербайджан, Армения, Грузия), как известно, формировались как составные части единой закавказской энергосистемы (с объединенным диспетчерским управлением, которое было расположено в г. Тбилиси). Закавказская энергосистема со своей стороны входила в состав единой энергосистемы европейской части СССР (с диспетчерским центром в г. Москве).

С распадом СССР и с возникновением острых политических и экономических кризисов во всех трех независимых государствах Южного Кавказа. Практически полностью прекратилась налаженная за многие годы кооперация. Энергосистемы этих стран деградировали как в экономическом так и в техническом плане.

У стран Южного Кавказа уже есть многолетний опыт работы в объединенной энергосистеме. Появление новых технологий диспетчерского регулирования, релейной защиты и автоматики выявляют новые подходы для объединения энергосистем.

В общих чертах выгода объединения экономически и технически объясняется следующими аргументами:

- достигается уменьшение топливопотребления и других эксплуатационных расходов генерирующих станций;
- выравнивается нагрузка, что приводит к уменьшению инвестиций в пиковую нагрузку;
- увеличивается надежность и устойчивость электроэнергетической системы.

Проект финансируемый фондом «Евразия» и осуществляемый неправительственными организациями трех стран (из Азербайджана- Ассоциация Организационного и Технического Развития; из Армении – Международный Центр Человеческого Развития; из Грузии - Институт Стратегических Исследований) имел целью выработку рекомендаций для правительств трех стран. Исполнение этих рекомендаций повлечет за собой региональную интеграцию в сфере энергетики, что в свою очередь, даст значительный экономический эффект каждой из трех стран.

В настоящей книге изложены основные результаты исследований в рамках проекта, приведены мнения вышеуказанных неправительственных организаций о перспективе сотрудничества в электроэнер-

гетическом секторе и дается ряд комплексных рекомендаций – общих для трех закавказских государств.

Нет сомнения, реализация конкретных высокоэффективных региональных проектов станет не только самым мощным рычагом для региональной электроэнергетической интеграции, но и дополнительным стимулом урегулирования существующих в регионе политических проблем.

## **Армения**

## 1. Социально-экономическое состояние Армении

С тех пор как Армения проголосовала за суверенность от Советского Союза, она столкнулась с рядом политических и экономических проблем, но население в 3.7 млн человек успешно преодолело политические и экономические трудности, в результате чего Армения вошла в число стран из бывшего СССР, которая отметила экономический рост в 1994 году. Эта тенденция продолжается.

Как и в ряде других государств в регионе, экономическая ситуация в Армении резко ухудшилась после установления независимости.

Во-первых, коллапс региональной торговли и платежных соглашений с другими странами бывшего СССР, в результате чего прекратилась торговля, нанес жестокий удар по экономике.

Во-вторых, конфликт в Нагорном Карабахе и другие региональные конфликты также серьезно осложнили торговые связи.

В-третьих, задача замены системы планирования рыночной экономикой столкнулась с большими трудностями, чем ожидалось в начале.

Как результат, произошло резкое падение объема выпускаемой продукции, сопровождаемое гиперинфляцией, падением реальной заработной платы, что принесло невзгоды и лишения населению несмотря на усилия Правительства в социальной сфере. Эти навалившиеся сразу проблемы были настоящим испытанием. Было необходимым адаптировать старую политическую систему учитывая многие новые факторы: независимость Армении, начинающийся переход страны на рыночную экономику, введение национальной валюты, стабилизация экономики.

1994 год отмечен как поворотный для армянской экономики. Власти начали осуществлять жесткую фискальную и денежно-кредитную политику, которая сопровождалась структурными реформами, что позволило достичь непрерывной стабилизации цен и роста экономики. В результате этой политики инфляция замедлилась до 8.6% в 2003 году (на конец периода) по сравнению с 10000% в 1993 г. Экономика начала стабилизироваться и реальный валовой национальный продукт (GDP) повысился до 5.4% в 1994 г. Эта стабилизация и экономический рост продолжается до сих пор и составил 13.9% в 2003 г.

Описанные неблагоприятные события имели также свое отражение в финансовой системе. Разрушение финансовой системы бывшего Советского Союза и, в особенности, выход из рублевой зоны в 1993 г. усилило необходимость создания независимой денежной и финансовой политики.

Правительство последовательно и успешно осуществляло реформы и за короткий период времени было снято ограничение на торговлю товарами и услугами, сведя дефицит бюджета с 40% ВВП до однозначной цифры,

адаптированы к международным условиям налоги и пошлины.

В Армении очень либеральная валютная система. Доступ к валюте является неограниченным. Армения также поддерживает демократичную политику в отношении прямых иностранных инвестиций, что особо оговорено в Законе "Об иностранных инвестициях" 1994 г.

К концу 2002 г. Армения также была принята полноправным членом Всемирной Торговой Организации (ВТО), что увеличивает ожидания больших инвестиций и интеграцию в мировую экономику, что, в свою очередь, многообещающе для экономики маленькой Армении в плане выгодных предложений от процессов глобализации.

## 2. Электроэнергетический сектор Армении

### 2.1. История формирования

#### 2.1.1. Становление энергетики Армении

История зарождения энергетики в Армении связана с началом электроснабжения медного производства в г. Капан (Сюник), когда в 1903 году были задействованы две дизель-генераторные установки мощностью 110 кВт и 125 кВт, а на реке Вохчи была построена гидроэлектростанция (ГЭС) мощностью 75 кВт.

В дальнейшем, в 1909 году, также для медного производства в г. Алаверди (Лори) на реке Дебет была построена ГЭС мощностью 3х360 кВт.

В 1909 году на реке Зангу (Раздан) в г. Ереване товариществом «Ампер» впервые была построена ГЭС общего пользования мощностью 200 кВт (при годовой выработке 375000 кВт. час), предназначенная для продажи электроэнергии различным потребителям. До Первой мировой войны (1914 г.) в Армении было построено и действовало 13 мелких электростанций с максимальной годовой выработкой электроэнергии 10,2 млн. кВтчас, суммарной мощностью 3145 кВт, из них ГЭС – с суммарной мощностью 2155 кВт и дизель-генераторные установки – с суммарной мощностью 990 кВт. Сведения об электростанциях мощностью 75 кВт и выше, построенных в Армении с 1903 г. по 1913 г., приведены в таблице 1-1.

Таблица 2-1. Первые электростанции Армении

No	Год	Тип	Мощность	Местоположение	Условия
1	1903	Гидравлический	75	Р. Охчи, г. Капан	Франц. Концессия
2	1903	Дизельный	125+110	Г. Капан	Франц. Концессия
3	1903	Гидравлический	100	Р. Охчи, г. Капан	Братья Кундурувы

4	1909	Гидравлический	150+2x25	Р. Раздан, г. Ереван	Т-во «Ампер»
5	1909	Гидравлический	600	Р. Охчи, г. Капан	Франц. Концессия
6	1909	Гидравлический	3X360	Р. Дебет, г. Алаверди	Франц. Концессия
7	1912	Дизельный	2X360	Г. Алаверди	Франц. Концессия

Сравнительная картина энергетики довоенного периода Южно-кавказского региона Российской Империи приведена в таблице 1-2.

Таблица 2-2

Страна	Суммарная млн. кВт ч	На душу населения кВт. ч/чел	Населения	Выработки электроэнергии
Армения	1000	5,1	16,8	3,8
Грузия	2601	19,8	43,8	14,6
Азербайджан	2339	110,8	39,4	81,6
Итого	5940	135,7	100,0	100,0

### 2.1.2. Электроэнергетика Армении – составная часть энергетической системы СССР

В 20-х 30-х XX столетия в Армении для удовлетворения потребностей народного хозяйства были предприняты меры по восстановлению малых электростанций, находящихся в нерабочем состоянии, и строительству новых малых станций.

В 1926 году была построена Ереванская ГЭС-1 на р. Раздан мощностью 4500 кВт, в 1932 году – Ереванская ГЭС-2 мощностью 2400 кВт. Ленинанская (Гюмрийская) ГЭС мощностью 5200 кВт на Ширакском оросительном канале была введена в г. Гюмри в 1928 году. В 1926 – 1947 гг. были построены и начали функционировать 7 заводских и ведомственных тепловых электростанций (ТЭС) с суммарной мощностью 3615 кВт, 21 дизель-генераторная установка с суммарной мощностью 506,4 кВт для общественного сектора и сельской местности.

Первая, крупная для своего времени, электростанция Армении – Дзорогетская ГЭС (ДзораГЭС) была введена в эксплуатацию в 1932 г.

По мере строительства и ввода в эксплуатацию крупных электростанций многие малые и микростанции были демонтированы или прекратили работу.

На начальном этапе развития энергетики в Армении энергосистемы в современном понимании не было. Каждая электростанция питала свою отдельную нагрузку. Напряжение питающих линий составляло 110-220-380 В, т.е. Электроснабжение осуществлялось на генераторном напряжении.

Первая высоковольтная воздушная линия, связывающая Ереванскую ГЭС с Айгерличской насосной станцией, имела напряжение 22 кВ и была введена в эксплуатацию в 1928 году. В 1930-х годах появились линии электропередач (ЛЭП) напряжением 22 кВ от Гюмрийской ГЭС до Гюмри и от Ереванской ГЭС-1 до Араратского цементного завода. В период с 1951 г. по 1958 г. все ЛЭП-22 кВ были переведены на напряжение 35 кВ.

15 ноября 1932 года в Армении была введена в эксплуатацию первая линия электропередач напряжением 110 кВ. Она связывала ДзораГЭС с Кироваканской (Ванандзорской) районной подстанцией (ПС). После строительства Ереванских ГЭС-1 и 2 и пуска Канакерской ГЭС в октябре 1936 года, были задействованы ЛЭП напряжением 110 кВ: Канакер-Амамлу (Спитак)-Ванандзор-Степанаван и Спитак-Гюмри. В 1938 году с вводом этих ЛЭП все электростанции были поставлены в параллельный режим работы, т. е. состоялось образование Армянской энергосистемы.

До Второй Мировой Войны в Армении была построена и введена в эксплуатацию Канакерская ГЭС мощностью 88 МВт. В период с 1945 г. по 1960 г. в Армении было завершено строительство всех ГЭС Севан-Разданского каскада (СРК). Однако рост электропотребления в республике явно опережал рост гидроэнергетических мощностей, поэтому, с конца 1950-х годов в Армении началось строительство ТЭС на привозном топливе.

В 1963-1966 гг. вводятся в эксплуатацию теплоагрегаты на Ереванской, а в 1966-1974 гг. – на Разданской, а в 1964-1976 гг. – на Ванандзорской электростанциях.

Продолжается гидроэнергетическое строительство на р. Воротан. В 1970-1989 годах полностью вводятся в эксплуатацию Татевская, Шамбская и Спандарянская ГЭС Воротанского каскада.

В 1970-1980-х годах уже по выработке электроэнергии на душу населения Армения опережала не только Турцию, Иран, Ирак, но и такие страны как Италия, Испания, Ирландия, Португалия и др.

В середине 1970-х годов мощность действовавших и строившихся электростанций была недостаточна для покрытия электрической нагрузки энергосистемы Армении на период после 1975 года. Было решено построить в Армении атомную электростанцию (АЭС). Армянская АЭС была построена и была введена в эксплуатацию в 1976 году – первый энергоблок и в 1980 году – второй энергоблок.

Благодаря интенсивному энергетическому строительству, энергетика Армении, начиная с 1972 года из остродефицитной становится избыточной и передает электроэнергию в Закавказскую энергосистему. Параллельно с вводом генерирующих мощностей в Армении усиленно осуществляется сетевое строительство – в 1975 году установленная мощность трансформаторов 35 кВ и выше составляла более 10 тыс. МВА, а в 1990 году – 18 тыс. МВА. Протяженность ЛЭП напряжением 10 кВ и выше в 1975 году составляла более 9 тыс. км, а в 1990 году – более 19 тыс. км. Количество подстанций 6(10)/0,4 кВ в 1990 году превысило 6000.



В 1989 году, после разрушительного Спитакского землетрясения, по соображениям безопасности Армянская АЭС была остановлена.

**Таблица 2-3. Динамика роста производства электроэнергии на душу населения в Армении и соседних странах**

	1959 г.		1965 г.		1970 г.	
	Выработка эл. энергии, млн. кВтч	Производство эл. эн. на душу населения кВтч/чел	Выработка эл. энергии, млн. кВтч	Производство эл. эн. на душу населения кВтч/чел	Выработка эл. энергии, млн. кВтч	Производство эл. эн. на душу населения кВтч/чел
Армения	2688	1525	2855	1320	6100	2426
Грузия	3151	779	6042	1338	9000	1904
Азербайджан	6110	1652	10417	2265	12000	2328

### 2.1.3. Развал Советского Союза. Кризис энергетики Армении.

С 1991 года, после распада СССР и вследствие политических событий вокруг Нагорно-Карабахской Республики (НКР), из-за блокады Армении и частых повреждений магистрального газопровода энергетика страны переживала острый энергетический кризис, который длился до повторного пуска Армянской АЭС в конце 1995 года, тогда было восстановлено круглосуточное электроснабжение всех потребителей. Преодолению энергетического кризиса коренным образом способствовали проводимые структурные изменения в энергетике Армении.

## 2.2. Электроэнергетика Республики Армения

### 2.2.1. Энергосистема Армении. Реформы и преобразования.

В начальный период энергетического кризиса, в 1992 г., в целях повышения эффективности управления и организации процесса монополизации и реформирования энергетической отрасли, было организовано Министерство энергетики и топлива РА. При этом, вплоть до декабря 1995г. сохранялась монополия госпредприятия «Армэнерго» в области электроэнергетики.

Проявились недостатки, которые были обусловлены в первую очередь энергетическим кризисом, из которых следует отметить: крайне нестабильные режимы энергоснабжения потребителей; резкое повышение потребления на собственные нужды станций и уровня фактических потерь электроэнергии в системе; резкое снижение качества электроэнергии по частоте и напряжению; чрезвычайно низкий уровень исполнительской дисциплины и культуры производства; массовое нарушение договорных обязательств, Правил пользования электрической энергией, других Правил и Норм; радиализация системообразующих

передающих сетей; повышение аварийности работы энергосистемы, вследствие снижения эффективности работы устройств релейной защиты и автоматики; выход из строя огромного количества силового оборудования в распределительных сетях вследствие перегрузок; чрезвычайно низкий уровень сбора платежей за потребляемую электроэнергию и др. Происходил интенсивный процесс износа и потерь основных фондов системы.

В декабре 1995 г. была осуществлена децентрализация Армянской энергосистемы: все функции по распределению и розничной продаже электроэнергии были переданы региональным распределительным сетям, а все задачи по выработке – независимым, потенциально конкурентным предприятиям-производителям, закрепив передачу, диспетчеризацию и оптовую продажу за передающей компанией.

Начальная стадия первого этапа децентрализации имела следующую особенность: некоторые электростанции (Воротанский каскад ГЭС, ЕртЭЦ, Ванадзорская ТЭЦ, малые ГЭС) были оставлены в составе «Армэнерго» для обеспечения регулирования режимов в суточном разрезе.

Крайне тяжелая ситуация в электрораспределительных предприятиях (практическое отсутствие контроля и учета, низкий до 25% уровень сбора платежей за употребленную электроэнергию, массовые хищения, многократные перегрузки в сетях и, как следствие, аварии с выходом из строя силового и вспомогательного оборудования и др.) привело к принятию в 1996 году решения об организации 64 сетевых государственных предприятий с наделением последних специальными обязательствами и ответственностью за электроэнергию, как за товарную категорию. В 1997 году был принят закон РА «Об энергетике», который действовал до выхода обновленного закона РА «Об энергетике» в 2001 году. На основании этого закона в том же году была создана энергетическая комиссия РА, которой были переданы полномочия бывшей межведомственной тарифной комиссии. Новая, назначаемая Президентом РА, комиссия призвана регулировать взаимоотношения субъектов энергетической отрасли, установить тарифы на энергетические услуги с учетом интересов производителей и потребителей этих услуг, способствовать формированию и развитию конкурентных услуг. С 2003 года, в связи с передачей регулирующих функций других отраслей, она была преобразована в Комиссию по регулированию естественных монополий РА.

Одной из важнейших задач этого этапа явилось повышение оперативной дисциплины управления режимами энергосистемами. Проблема стала особенно острой после повторного пуска второго блока ААЭС. Задача надежного и бесперебойного электроснабжения отошла на второй план, уступив приоритет проблеме обеспечения устойчивой, надежной и безопасной работы энергосистемы в целом и ААЭС в частности.

С целью реабилитации и улучшения технического состояния энергосистемы, были задействованы кредитные средства и техническая помощь, оказываемая правительствами разных стран мира и международными финансовыми организациями. Основные приоритеты были даны повышению безопасности ААЭС и замене износившихся высоковольтных выключателей на наиболее ответственных участках системообразующей сети.

Результаты проведенных реформ и преобразований сказались на всех направлениях деятельности энергосистемы и всей экономики Республики в целом. Децентрализация отрасли стимулировала усиление финансовой дисциплины, усовершенствование системы учета и контроля за потребляемой электроэнергией, разработку программы по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии и др. Улучшение финансового состояния отрасли позволило Министерству Энергетики РА активизировать усилия по поддержанию морально и физически устаревших основных фондов энергосистемы.

Сфера распределения и розничной торговли электроэнергией в том виде, в котором она была организована в предыдущей структуре, существовала недолго. В результате интенсивного процесса консолидации вместо 64 мелких неэффективно функционирующих сетевых предприятий были образованы 11 крупных, в последующем они были объединены в 4 региональных, а с 2002 года – в единую распределительную электрическую сеть Армении (ЭСА).

Полностью децентрализованная структура электроэнергетического сектора РА позволила начать реализацию комплексного плана приватизации. В начале были приватизированы 11 малых ГЭС. В 2002 году иностранной частной компанией «Мидленд ресорсиз холдинг ЛТД» приватизирована ЭСА.

#### 2.2.2. Основные направления развития

Основное значение для дальнейшего развития электроэнергетического рынка Армении имеет, разработанная Комиссией по регулированию естественных монополий РА, концепция реформирования оптового рынка электроэнергии и мощности. В соответствии с указанной концепцией на первом этапе реформирования рынка электрической энергии и мощности реализовывается модель принудительного пула. Основными сторонами контрактных взаимоотношений выступают с одной стороны самостоятельные производители и импортеры электроэнергии, а с другой – единая распределительная компания. Предприятия «Высоковольтные электросети», «Оператор электроэнергетической системы» и «Расчетный центр» являются полноправными участниками рынка и предоставляют услуги по передаче, технической и экономической диспетчеризации, а также учету электроэнергии и расчетам на оптовом рынке. Формирование и утверждение тарифов на всех функциональных уровнях, за исключением внешних торговых сделок, сохраняется в ведении

Комиссии.

На последующих этапах либерализации электроэнергетического рынка Армении предполагается его поэтапное открытие. Регулирование сохранится в тех подсекторах энергетики, которые являются естественными монополиями.

Выход из экономического кризиса, устойчивая тенденция макроэкономического роста позволили сконцентрироваться на вопросах развития топливно-энергетического комплекса.

Руководство Армении придает важное значение энергетической безопасности и энергетической независимости республики, которые необходимы для дальнейшего устойчивого развития страны. В основу как комплексных программ развития энергетики, так и различных целевых программ положена концепция обеспечения разумного уровня энергетической безопасности страны.

Стратегия развития энергетики Армении предусматривает:

- Максимально возможное использование собственных энергетических ресурсов для обеспечения производства тепловой и электрической энергии.
- Обеспечение иерархии диверсификации:
  - По источникам генерации – АЭС, ГЭС, ТЭС;
  - По топливоснабжению – ядерное топливо, природный газ, мазут;
  - По путям обеспечения энергоресурсов – электро- и газотранспортные магистрали, транспортные средства и пути доставки нефтепродуктов.
- Углубление и развитие межрегионального сотрудничества и интеграции электроэнергетических и газотранспортных систем.

Базируясь на этих стратегических принципах, развитие энергетики предусматривает:

- В области гидроэнергетики
  - Реабилитацию и модернизацию существующих ГЭС;
  - Освоение всего экономически обоснованного гидропотенциала суммарной мощностью порядка 300 МВт (в том числе, станции средней мощности – Мегри ГЭС, Шнох ГЭС, Лориберд ГЭС и ряд малых ГЭС);
- В области теплоэнергетики:
  - Эксплуатацию существующих блоков и агрегатов до полного исчерпания технического ресурса;
  - Техническое переоснащение теплоэлектростанций современными парогазотурбинными установками (строительство на базе Ереванской ТЭС ПГУ 208 МВт, завершение строительства 5-ого блока Разданской ТЭС и др.)

- В области газовой энергетики:
  - Модернизация и дальнейшее развитие сетей транспортировки и распределения газа (модернизация и расширение подземных хранилищ, строительство газопровода Иран – Армения, полное восстановление подачи газа населению)
- Становление и развитие возобновляемой энергетики, в том числе ветроэнергетики, солнечной энергетики, геотермальной энергетики и т.д.;
- Планомерная реализация энергосберегающей политики;
- В области ядерной энергетики:
  - Реализация всех предусмотренных мероприятий, направленных на непрерывное повышение уровня безопасности эксплуатации действующего блока Армянской АЭС;
  - В программе развития на период до 2020 года – рассмотрение в качестве альтернативы строительству тепловых блоков – развитие атомной энергетики на базе современных реакторов с повышенными показателями безопасности и надежности.

### **3. Субъекты электроэнергетического сектора Армении**

В любой стране энергетика является прерогативной областью. Особенно актуально это для Армении, которая вынуждена импортировать подавляющее большинство энергоносителей для внутреннего использования, что делает страну достаточно уязвимой в случаях экономической и политической блокады со стороны соседних стран. В этой ситуации весьма высока потребность стратегического планирования будущего всей энергосистемы Армении.

Самым важным нерешенным вопросом в энергетическом секторе Армении была и остается замена мощностей Армянской АЭС после ее закрытия. Независимо от того, когда это произойдет - через 10-12 лет, как планирует наше правительство, или в ближайшие возможные сроки, как это хотелось бы Европейскому Союзу и нашим соседям, - нужно разработать концепцию развития энергосектора без учета мощностей АЭС

Первым делом, на наш взгляд, необходимо инвестировать средства в модернизацию существующих ГРЭС, чтобы газотурбины эффективнее вырабатывали электроэнергию и снизили потери во время производства. Эта мера, конечно же, позволит покрыть лишь часть потерянных мощностей. Более реальным (но не более оправданным) вариантом могла бы стать новая АЭС, построенная с учетом всех последних достижений в сфере ядерной энергетики.

Более разумным и приемлемым вариантом могла бы стать постройка ряда среднего размера электростанций, работающих на газе вкупе с агрессивным развитием альтернативных источников энергии (в первую очередь ветровой). Сегодня самыми популярными в Европе и во всем мире являются так называемые технологии “комбинированного

электричества и тепла” и газовых турбин с комбинированным циклом. Постройка этих станций требует намного меньше капиталовложений, чем любой другой тип электростанций (для сравнения, такая станция обходится в два раза дешевле станции, работающей на угле). Кумулятивная стоимость нескольких современных станций, основанных на вышеперечисленных технологиях и способных заменить мощности ААЭС, будет меньше стоимости одной атомной электростанции, а их эксплуатация обходится намного дешевле и с экологической точки зрения более приемлема. Стоит отметить, что КПД таких станций составляет до 60%, а если выработанный пар от станции будет использоваться для промышленных целей, то коэффициент может возрасти до 80%. Например, все более или менее крупные электростанции построены в Великобритании с 1990 и до сегодняшнего дня на основе этих технологий.

Ощутимая часть экономики Армении сегодня основана на неэнергоемких сферах - информационные технологии, ювелирная промышленность, но в то же время в нашей стране ожидается бум туризма и других видов сервиса, которые в основе своей - крупные потребители энергии. Создание более или менее децентрализованной энергосистемы позволит увеличить выработку электроэнергии по мере увеличения потребности на нее. Ко всему прочему, на сегодняшний день все основные генерируемые мощности находятся в радиусе 40 км от Еревана и для поставки его конечному потребителю требуются затраты - как энергетические, так и денежные. Если наша страна хочет развивать экономику и восстанавливать промышленность в марзах, нужно заранее позаботиться о новых электростанциях, которые находятся вблизи основных центров потребления на периферии, чтобы сократить потери при трансмиссии - как обоснованные, так и необоснованные. Обычно потери энергии при трансмиссии составляют 10-20%, но в нашей действительности они составляют намного больший процент. С уменьшением такого рода разных потерь армянская энергетика станет более надежной и будет лучше выполнять свои функции. Поэтому для Армении очень важна постройка нескольких мелких и средних генерирующих мощностей по всей территории страны вместо сконцентрированных в одном регионе электростанций.

Так как, к сожалению, у Армении нет полноводных и быстрых рек, на которых можно было бы построить большие гидроэлектростанции, которые считаются наиболее безвредным для окружающей среды традиционным видом генерации энергии и которые смогли бы заменить устаревающие генерируемые мощности, ставка на электростанции, работающие на газе, может в будущем дать и свои дополнительные выгоды. Дело в том, что при сжигании природного газа выделяется намного меньше вредных выбросов (особенно углекислого газа) по сравнению с другими видами топлива, и Армения может увеличить выработку электроэнергии, не повышая уровень вредных выбросов в атмосферу.

В свете претворения в жизнь европейскими странами основных пунктов

Киотского протокола (по которому эти страны должны уменьшить свои выбросы до уровней 1990 года) при условии присоединения Армении к протоколу и установления механизмов для торговли квотами на объемы выбросов, у нашей страны возникает шанс иметь дополнительные доходы от продаж квот, так как уровень выбросов вредных веществ в 1990 году в АрмССР был намного выше. За эти годы многие сферы промышленности (для которых характерен повышенный уровень вредных выбросов, например, в химическом, машиностроительном производстве и др.) намного сократили свои масштабы, им на смену пришли неэнергоемкие направления экономики. Скорее всего, прежние производства не восстановятся, а если это произойдет, будут применены более современные, "чистые" технологии, намного совершеннее советских.

Многие проблемы армянской энергетики исходят опять же из того, что трансмиссионные линии и распределительные сети являются монополиями. Если же опять-таки обратиться к европейскому опыту, то надо отметить, что Директива 96/92/ЕС Европейского Союза об электричестве была принята в 1996 году и предполагала, в первую очередь, ликвидацию монополий и разрешение для 3-х сторон на покупку и трансмиссию электричества. Несмотря на то, что компании, занимающиеся трансмиссией и распределением электричества, являются естественными монополиями (потому как нецелесообразно иметь несколько линий передач в один и тот же конечный пункт), предоставлять услуги по поставке электричества могут несколько компаний. Таким образом, владельцы трансмиссионных линий и распределительных сетей могут иметь в собственности лишь сами линии, по которым поставляется электричество, и их доход может быть основан лишь на небольшом фиксированном тарифе за определенный объем электричества. В этом случае состоится чистая конкуренция между поставщиками электричества, которые будут бороться за каждого конечного потребителя. То есть может создаться ситуация, когда одному зданию поставляет электроэнергию одна компания, а соседнему - совершенно другая. И здесь опять же цены определялись бы рынком, а не чиновниками из антимонопольной комиссии. В США и Европе поставками электроэнергии могут заниматься даже муниципалитеты, а вся прибыль от продаж идет на развитие местной инфраструктуры - на эти деньги строятся и ремонтируются дороги, школы, производится озеленение, осуществляется общая санитария и т. д. В конечном итоге в выигрыше остаются сами же жители района.

**Таблица 3-1. Основные индикаторы Электроэнергетического сектора в 2002-2004, млн. кВт**

#	Генерация, включая:	2003						2004
		2002	1	1	3	4	2004	
1	Генерация, включая:	1601,3	1621,9	2737,3	1341,9	1417,3	5500,9	1743,1
1.1	Армянская АЭС	791,1	553,1	578,7	738,4	680,4	1997,6	782,5
1.2	Разданская ТЭС	492,4	635,4	1049,1	13,8	238,2	1305,6	392,6

1.3	Ереванская ТЭС	39,1	78,0	83,9	98,9	32,8	215,6	105,0
1.4	Севан-Разданский Каскад ГЭС	37,1	42,0	322,9	99,9	0,0	400,8	
1.5	Международная Энергетическая Компания <sup>1</sup>					82,4	104,4	108,0
1.6	Воротанский Каскад ГЭС	218,2	285,8	611,9	348,1	342,4	1302,4	315,6
1.7	Дзора ГЭС2	7,6	10,3	37,2	12,1	14,5	63,8	10,7
1.8	Частные (Малые) ГЭС	15,8	17,4	53,6	30,7	26,5	110,8	28,7
2	Собственное потребление станций, включая	109,6	105,6	140,7	80,0	87,7	313,0	113,5
2.1	Армянская АЭС	6,8%	6,5%	5,1%	6,0%	6,2%	5,7%	6,5%
		65,4	48,8	51,2	65,3	62,8	179,4	64,8
2.2	Разданская ТЭС	8,3%	8,8%	8,9%	8,8%	9,2%	9,0%	8,3%
		36,3	43,2	71,4	0,9	18,3	95,1	31,5
2.3	Ереванская ТЭС	7,4%	6,8%	6,8%	6,4%	7,7%	7,3%	8,0%
		5,2	10,5	11,1	10,8	3,7	25,7	12,6
2.4	Севан-Разданский Каскад ГЭС	13,4%	13,4%	13,2%	10,9%	11,4%	11,9%	315,6
		1,6	1,8	4,0	1,1	0,0	4,8	
2.5	Международная Энергетическая Компания	4,2%	4,4%	1,2%	1,1%	0,0%	1,2%	
						1,4	1,7	3,1
2.6	Воротанский Каскад ГЭС					1,7%	1,0%	
		0,8	0,8	1,5	0,8	0,8	3,1	0,8
2.7	Дзора ГЭС	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%
		0,06	0,07	0,14	0,04	0,06	0,23	0,04
2.8	Частные (Малые) ГЭС	0,8%	0,7%	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%
		0,3	0,4	1,4	1,0	0,6	3,0	0,6
2.8	Частные (Малые) ГЭС	1,8%	2,5%	2,6%	3,3%	2,2%	2,7%	2,2%
3	Полезный отпуск электростанций (1,2), включая:	1491,7	1516,3	2596,5	1261,9	1329,5	5188,0	1629,6
3.1	Армянская АЭС	725,8	504,3	527,5	673,1	617,6	1818,1	717,7
3.2	Разданская ТЭС, в котором:	456,1	592,2	977,7	12,9	219,9	1210,5	361,1
	Армэнерго	0,0	408,7	794,2	12,9	194,8	1001,9	177,3
	АрмРус ГасПром	0,0	183,5	183,5	0,0	0,0	183,5	0,0
	Международная Энергетическая Корпорация					25,1	25,1	183,8
3.3	Ереванская ТЭС	33,9	67,5	72,8	88,1	29,0	190,0	92,3
3.4	Севан-Разданский Каскад ГЭС	35,5	40,1	318,9	98,8	0,0	396,0	
3.5	Международная					81,0	102,7	105,0

<sup>1</sup> Начиная с сентября Электроэнергия была произведена со стороны ЗАО «Международная Энергетическая Компания»

<sup>2</sup> Электроэнергия поставленная Дзора ГЭС-ом использовалась для собственного потребления; распределительные услуги оплачивались ЗАО «Электрические Сети Армении» по договорной стоимости

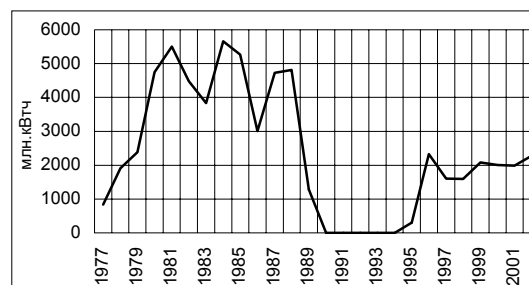
	Энергетическая Компания							
3.6	Воротанский Каскад ГЭС	217,4	285,0	610,5	347,3	341,6	1299,3	314,7
3.7	Дзора ГЭС	7,5	10,3	37,0	12,1	14,5	63,6	10,7
3.8	Частные (Малье) ГЭС	15,5	17,0	52,1	29,7	25,9	107,8	28,1
4	Приток, включая:	96,6	206,1	271,8	10,1	24,9	306,7	69,3
4.1	НКР	0,0	5,2	29,0	7,9	7,1	44,0	7,1
4.2	Иран	0,0	200,9	242,8	2,2	17,7	262,7	62,2
5	Передача Высоковольтным Сетям (ВВС) (3+4)	1588,3	1722,4	2868,3	1272,0	1354,4	5494,7	1698,9
6	Потери ВВС (% к ожидаемой отпуску)	72,96 4,6%	76,1 4,4%	126,9 4,4%	48,1 3,8%	54,0 4,0%	229,1 4,2%	39,0 2,3%
7	Передача от ВВС (5-6), включая	1515,5	1646,4	2741,4	1223,9	1300,3	5265,6	1659,9
7.1	Электрические Сети Армении	1283,8	1421,1	2401,8	1059,0	1205,6	4666,5	1363,7
7.2	Другие потребители	1,0	3,8	14,4	1,0	0,7	16,1	0,5
	Экспорт, в котором:	230,7	221,4	325,1	163,9	94,1	583,0	295,7
	НКР	20,9	26,4	33,7	14,3	20,9	68,9	13,1
	Кашадаг	0,0	9,1	14,7	3,9	8,0	26,6	9,3
	Грузия, в котором:	0,0	185,3	186,1	0,0	26,3	212,4	213,0
	Армэнерго	0,0	10,0	10,8	0,0	2,2	13,1	6,6
	АрмРусГазПром	0,0	175,3	175,3	0,0	0,0	175,3	0,0
7.3	Международная Энергетическая Компания					24,1	24,1	206,3
	Иран	0,0	0,7	90,5	145,7	38,9	275,1	60,3
8	Всеги Потерь в Распределительных Сетях (по отношению к ожидаемым притокам) (8/7.1), в котором:	403,9	385,1	579,7	163,4	268,9	1012,1	275,5
	- технические потери	153,8 12,0%	177,03 12,5%	286,73 11,9%	104,21 9,8%	129,98 10,8%	520,92 11,2%	173,11 12,7%
	- коммерческие потери	250,1 19,5%	208,12 14,6%	293,00 12,2%	59,21 5,6%	138,97 11,5%	491,17 10,5%	102,39 7,5%
9	Поставка Электроэнергии ЗАО «Элетрические Сети Армении» (по группам потребителей) (7.1-8)	879,9	1035,9	1822,1	895,6	936,6	3654,4	1088,2
	Население	355,9	435,0	697,7	269,8	377,9	1345,4	448,6
	Бюджетные организации	67,7	75,3	106,9	23,8	52,8	183,5	74,2
	Промышленность	168,2	187,7	368,7	234,3	191,9	794,8	234,5
	Транспорт	34,4	34,5	62,0	26,9	30,6	119,5	33,7
	Ирригация	2,7	2,5	79,0	120,5	23,4	222,9	4
	Водокоммунальные потребители	71,1	69,2	130,1	66,4	58,5	255,0	58,1

Другие потребители	180,0	231,8	377,7	153,9	201,7	733,3	235,1
--------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### 3.1. Производство

#### 3.1.1. Атомная Электростанция (АЭС)

График 3-1. Производство электроэнергии на Армянской АЭС.



#### Армянская АЭС

Армянская Атомная Электрическая Станция (ААЭС) расположена на западной стороне Араратской долины: 10 км к северозападу от г. Армавир и 28 км к западу от столицы – Ереван.

ААЭС была запущена в эксплуатацию в 1976 (первый реактор) и 1980 (второй реактор) годах. Атомные реакторы типа ВВЭР-440 (В-230) были усовершенствованы и адаптированы к местным условиям сейсмичности 8 баллов, получив новый серийный номер ВВЭР-440/270. После землетрясения 7-ого декабря 1988 года по решению Совета Министров СССР эксплуатация ААЭС была остановлена.

Правительство Республики Армения 1993 году приняло решение заново запустить ААЭС для преодоления энергетического кризиса. Для восстановительных работ были приглашены специалисты из США (Bechtel), Франции (Framatome), России (Росэнергоатом) и IAEA. Второй блок ААЭС ВВЭР 440/270 с установленной мощностью в 407,5 МВт был пущен в эксплуатацию 5 Ноября 1995 года и работает без аварийных остановов.

Введение в строй Армянской АЭС вызвало негативный резонанс как со стороны соседних государств, так и со стороны международных организаций.

В 2003 году ААЭС была передана в доверительное управление России в лице в "дочки" РАО «ЕЭС России» компании «Интер РАО ЕЭС». На сегодняшний день станция обеспечивает более трети энергопотребления страны. В 2003 году АЭС выработала около 2,0 млрд.кВт ч электроэнергии, что составляет 36% от общего объема выработки электроэнергии в республике (см. таблицу 2-1).

По словам председателя Инспекции «Армгосатомэнергонадзор» А.

Мартиросяна (Арминфо, 15.07.2004), по итогам многочисленных проверок МАГАТЭ специалисты этой организации дали положительную оценку уровня безопасности ААЭС. В последний раз комплексная проверка специалистами МАГАТЭ была проведена в ноябре 2003 года, которая не выявила ни одной причины, из-за которой работа станции должна быть приостановлена.

Периодически - раз в квартал - проводятся аварийные противопожарные и противоаварийные тренинги. Более того, раз в три года аварийные тренинги проводятся еще на более высоком уровне – международном. Ныне также предусмотрено проведение в три этапа такого уровня учений: первый в конце октября 2004 года, остальные два - в следующем году. В данном тренинге будут участвовать (или окажут поддержку) МАГАТЭ, Евркомиссия, Великобритания, организации BNFL и Serco-assurance.

Департамент энергетики США участвует в мероприятиях по повышению безопасности ААЭС практически с момента перезапуска станции в 1995 году. В частности в текущем году между руководством ААЭС и представителями данного правительственного органа США достигнута принципиальная договоренность о предоставлении американской стороной в этих целях \$1 млн. Был также намечен ряд мероприятий, вошедших в программу модернизации и повышения уровня безопасности станции. Осталось только, чтобы программа была утверждена американской стороной, что, как ожидается, будет сделано до очередного перезапуска станции (поскольку большинство этих мероприятий можно реализовать лишь при отключенном реакторе). Наряду с этим на этапе лицензирования находится многофункциональный тренажер, на котором должны тренироваться служащие станции. С США ведутся переговоры по предоставлению полномасштабного тренажера, стоимость которого составляет \$3-4 млн. Задействование этого тренажера будет способствовать сохранению навыков персонала станции, а также подготовке новых кадров.

Для нужд обеспечения безопасности станции немалые средства предоставлены ААЭС также Евросоюзом - по программе ТАСИС. Некоторые из этих совместных с Госатомэнергонадзором РА программ еще находятся в процессе реализации и продлятся еще 1,5-2 года. Однако в последнее время помощи оттуда ждать, по сути, не приходится - из-за политических мотивов, в частности, из-за того, что ЕС настаивает на скорейшей консервации станции.

По заявлению гендиректора ААЭС Г. Маркосяна, сделанному в конце 2003 года, с 1995 года и по сегодняшний день на повышение уровня безопасности станции потрачено около 50 млн долларов, и теперь она вполне может работать до окончания технического срока действия реактора в 2016 г., а то и вовсе до 2018 года. В частности, за 1995-2003 г.г. правительство США предоставило около 35 млн. долларов, а в рамках программы ТАСИС в эти годы было получено 12 млн. долларов. “В процессе реализации находятся также новые проекты, в том числе по

программе ТАСИС на общую сумму в 10 млн.евро. Эти средства будут направлены, в первую очередь, на совершенствование атомной станции и внедрение новых систем безопасности”, - сообщил тогда же Г.Маркосян.

Между тем, в последнее время не раз поднимался вопрос перезапуска и первого энергоблока Армянской АЭС, остановленного в конце 80-х годов. Однако, по мнению специалистов, это практически не реально. Ресурса этого энергоблока хватит приблизительно на 10 лет и поэтому его задействование экономически нецелесообразно. Пока правительство Армении не приняло решения по поводу дальнейшей судьбы первого энергоблока. В настоящее время он законсервирован или, выражаясь языком технических терминов, эксплуатируется в режиме долгосрочной остановки, что требует существенных затрат на поддержании его в безопасном состоянии, в то же время вывод энергоблока из эксплуатации стоит гораздо больше.

По приблизительным оценкам специалистов МАГАТЭ, вывод из эксплуатации обоих энергоблоков Армянской АЭС обойдется в \$400 млн - по \$200 млн на каждый. Что касается закрытия ныне функционирующего второго энергоблока Армянской АЭС, то в соответствии с соглашением между правительством Армении и Евросоюзом он будет выведен из эксплуатации лишь при создании надежных замещающих энергомошностей, которые не приведут страну к зависимости от энергоносителей.

В соответствии с соглашением между Правительством Армении и Евросоюзом Армянская АЭС будет выведена из эксплуатации лишь при создании надежных замещающих энергомошностей, которые не приведут страну к зависимости от энергоносителей.

В свою очередь, в одном из разработанных со стороны МАГАТЭ варианте развития энергетического сектора Армении до 2020 года, предполагается строительство новой атомной электростанции. Программой предусмотрено либо строительство новой АЭС, либо замещение ее мощностей альтернативными источниками энергии. Все исследования и анализы показывают, что оба варианта одинаковы по своей стоимости. Строительство каждого размещенного киловатта мощности в республике будет стоить \$1000-1200. Программа утверждена МАГАТЭ и в ближайшее время будет обнародована и распространена между странами - членами этой организации. По мнению специалистов МАГАТЭ, вариант строительства новой АЭС в Армении предпочтительнее в плане экологии, поскольку при строительстве теплостанций, на что будет ставится основной акцент при замещении мощностей АЭС, увеличатся выбросы в атмосферу углекислого газа. При замещении мощностей в 400-500 мВт выбросы CO<sub>2</sub> составят 1 млн тонн в год.

Эксперты считают, что проблема, раздуваемая Евросоюзом вокруг атомной станции в Мецаморе, носит надуманный характер и чрезмерно политизирована. Президент Российского научного центра (РНЦ) “Курчатовский институт” академик Евгений Велихов, заявил, что

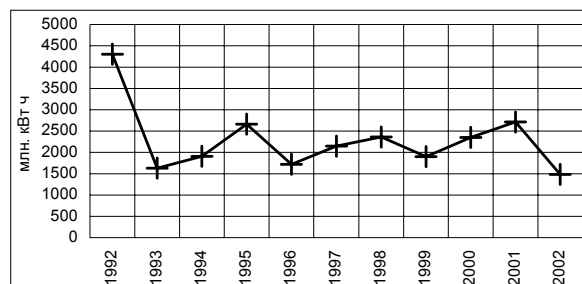
Армянскую АЭС можно в кратчайшие сроки реконструировать и обеспечить ее надежную работу на полную мощность, не затрачивая при этом баснословных сумм.

Как сообщила в этой связи “Газета СНГ”, в последние годы российские ученые провели исследования, полностью опровергнувшие мнение некоторых политиков, которые утверждали, что под атомной электростанцией находится разлом земной коры, и что ее дальнейшая эксплуатация представляет опасность. По последним данным, плита, расположенная под Армянской АЭС, - самое стойкое и стабильное с точки зрения геологии место в Армении.

### 3.1.2. Тепловые Электростанции (ТЭС)

#### Разданская ТЭС

График 3-2. Производство Эл. Энергии на Разданской ТЭС

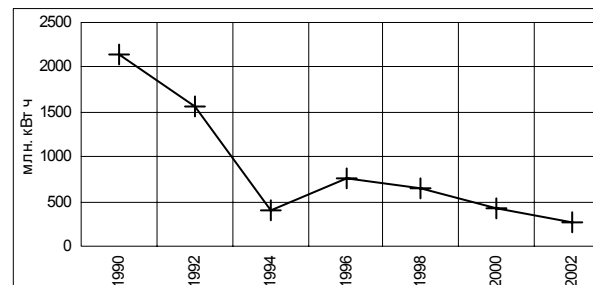


Строительство Разданской ТЭС было начато в 1963 году. Станция изначально была спроектирована для удовлетворения потребления не только Армении, но и всего Закавказья (Южного Кавказа). В этом своем назначении она была окончательно сдана в эксплуатацию в 1972 году.

Станция состоит из блочной и неблочной части с общей мощностью 1110 МВт. С момента пуска первого агрегата по 1 января 2003 года Разданская ТЭС произвела около 140 млрд. кВт час электроэнергии. Из-за спада спроса с 1990 из базисной станции Разданская ТЭС стала балансирующей. И только в начале XXI века стабилизировался показатель расхода условного топлива (372 гут/кВтч) путем оптимизации состава оборудования и режимов.

#### Ереванская ТЭЦ (ЕрТЭЦ)

График 3-3. Производство Эл. Энергии на ЕрТЭЦ



Первый турбоагрегат ЕрТЭЦ мощностью 50 МВт был запущен в эксплуатацию 31 марта 1963 года. Установлены котел типа ТГМ-84 с производительностью 420 т/час, турбина типа ПТ-60. На сегодняшний день ЕрТЭЦ состоит из блочной части мощностью 300 МВт и неблочной – 250 МВт, таким образом является станцией смешанного типа.

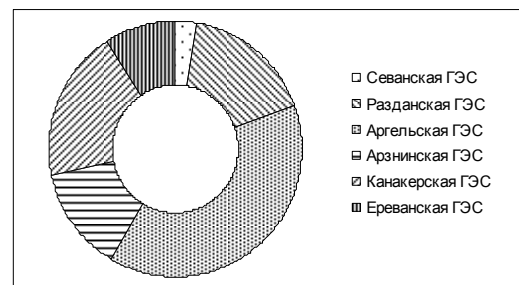
ЕрТЭЦ достигла проектной мощности в 550 МВт в 1966 году. С начала эксплуатации первого агрегата до 1 января 2003 г. ЕрТЭЦ произвела 74,67 млрд. кВт час электроэнергии. Начиная с 1990 года резко снизилась выработка ЕрТЭЦ из-за снижения платежеспособности использования энергии, что привело к снижению уровня эффективности производства.

Ереванская ТЭЦ, впрочем, как и остальные тепловые электростанции Армении, очень стара. Она уже проработала более 40 лет, в то время как во всем мире ресурс тепловых электростанций исчерпывается 30-ю годами. При рабочей мощности в 550 МВт сейчас станция вырабатывает 50 МВт, что связано с крайней изношенностью имеющегося оборудования.

### 3.1.3. Гидравлические Электростанции (ГЭС)

#### Севан-Разданский Каскад гидроэлектростанций

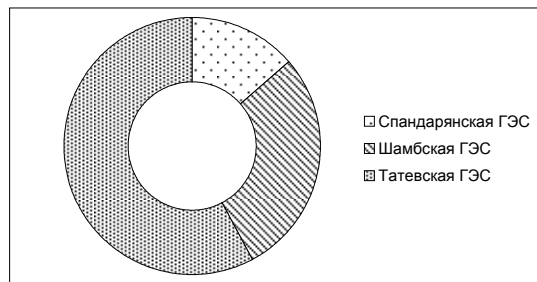
График 3-4. Структура мощностей Севан-Разданского Каскада гидроэлектростанций



Севан-Разданский каскад ГЭС состоит из 6 гидроэлектростанций, выстроенных по реке Раздан и 17 ирригационных каналов для орошения 100 тыс. Га земель Араратской равнины и предгорий. На наивысшей точке находится Севанская ГЭС, которая пропускает воду из озера Севан, играя также роль регулятора отпуска воды для ирригационных нужд. Замыкает каскад Ереванская ГЭС, расположенная непосредственно в Ереване. Севан-Разданский каскад ГЭС имеет установленную мощность 550 МВт.

### **Воротанский Каскад гидроэлектростанций**

**График 3-5. Структура мощностей Воротанского Каскада гидростанций**



Воротанский каскад ГЭС состоит из трех гидроэлектростанций, выстроенных по реке Воротан. На наивысшей точке находится Спандарянская ГЭС (точка 1694), далее идет Шамбская ГЭС с уровнем 1327.8. Каскад замыкается Татевской ГЭС на уровне 730. Спандарянская ГЭС со своим водохранилищем стала основным энергорегулятором в системе.

#### **3.1.4. Малые ГЭС и другие альтернативные электростанции**

Основным источником альтернативной (возобновляемой) электроэнергии в стране являются малые ГЭС (МГЭС). «Схема развития Малой гидроэнергетики Армении» включает в себя 325 МГЭС общей мощностью 274 МВт и суммарной годовой выработкой электроэнергии в 833 млн. кВт час.

В 2002 году в Армении уже работали (параллельно с системой) 22 МГЭС, суммарной мощности 37,7 МВт и выработали 94,5 млн. кВт час электроэнергии. Сейчас же их функционирует 30, из которых 13- старые станции, а 17 - построены заново. В процессе реализации находится также строительство еще и 20 новых малых ГЭС.

В целом экономический гидропотенциал республики составляет около 3,2 млрд.кВт ч, из которых около 1,6 млрд.кВт ч уже освоены. При этом по линии малых ГЭС, по словам министра энергетики РА, предусмотрено увеличить нынешние объемы выработки на 75 МВт, что позволит ежегодно производить 400 млн.кВт ч электроэнергии. Строительство и ввод в эксплуатацию малых ГЭС позволит также значительно облегчить

нагрузку на энергокомплекс. Наряду с этим также повысятся его независимость и безопасность.э

Другим важным альтернативным источником получения электроэнергии является ветер. По разным данным, потенциал использования в республике ветряных электростанций оценивается в 1-1,2 млрд.кВт ч электроэнергии (о реализуемых проектах и инвестиционных ожиданиях в этой части альтернативной энергетики говорится отдельно несколько ниже).

Здесь добавим, что в стране уже создаются условия для привлечения дополнительных инвестиций в возобновляемую энергетику. Так, недавно Комиссия по регулированию деятельности естественных монополий РА установила новый отпускной тариф для гидроэлектростанций Армении в размере 4,5 американских цента против прежних 3 центов. Повышен также отпускной тариф для ветряных электростанций с прежних 5 американских центов до 7.

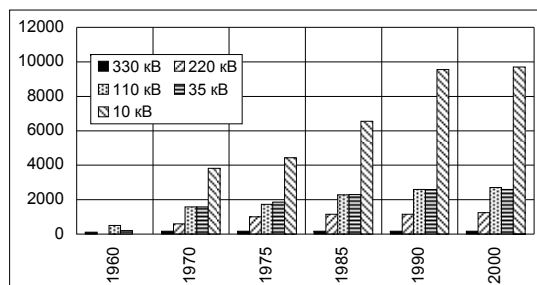
Другие альтернативные электростанции Армении представлены Солнечными водонагревательными установками (СВН), ветроэнергетическими проектами, биогазовыми установками и топливными элементами.

Солнечная энергетика Армении была начата в конце 1980-х годов. Солнечные батареи (разработки АО ВНИИТ) были установлены на государственных объектах, а в начале 90-х на нескольких частных домах. Сегодня технологии солнечной энергетики представляются компаниями ООО «СанЭнерджи» и ООО «СоларЭн». Ветроэнергетическая энергетика находится на стадии исследований и проектирования. Уже выявлен коммерческий ветроэнергетический потенциал в 70 МВт. Биогазовые установки были впервые использованы вместе с солнечными водонагревательной системой на небольшой ферме в 1998 году при поддержке экспертного центра «VISTAA». На Лусакертской птицефабрике создана биогазовая установка, крупнейшая в Армении, с метантенка объемом 50 м<sup>3</sup>, «сухого» газгольдера объемом 70 м<sup>3</sup>, имеется система предварительной подготовки рабочей массы. Дневная выработка газа 90 – 135 м<sup>3</sup>. С 2003 года в г. Ереване была пущена другая установка с реактором емкостью 25 м<sup>3</sup>. Топливные элементы представляются компанией ЗАО «Аш два ЭКОноми». Компания проводит исследования, коммерческие разработки и производство водородных топливных элементов с протонообменной мембраной, а также компонентов и изделий связанных с ними.



### 3.2. Передача электроэнергии

График 3-6. Протяженность воздушных ЛЭП Армении, км



Армения в прошлом располагала единственной ВЛ 330 кВ, соединявшей подстанции близ Атарберянской ГЭС с Акстафой (Азербайджан). В настоящее время данная линия электропередачи практически утрачена для эксплуатации. Бездействует также ВЛ 220 кВ и ВЛ 110 кВ, связывавшие Армению с Нахичеваном.

Сеть линий электропередачи напряжением 220 кВ охватывает практически всю страну и согласно таблице имеет протяженность более 1300 км. Данные ВЛ в основном одноцепные и только линии, соединяющие Армянскую АЭС с подстанцией «Ашнак» и Разданскую ГРЭС с Атарбекяном, сконструированы как двухцепные. Число подстанций сети 220 кВ – 14.

Внутренние потребности в электроэнергии обеспечиваются в основном посредством широко разветвленной сети ВЛ 110 кВ, имеющей 119 подстанций при общей длине этих линий около 3170 км.

### 3.3. Инфраструктурные организации

#### 3.3.1. Армянский Научно-Исследовательский Институт Энергетики – Институт Энергетики.

Армянский Научно-Исследовательский Институт Энергетики (АНИИЭ) сформирован в 1961 году. История создания АНИИЭ восходит к 1948 году. С 1948 он действовал в составе Академии Наук Армянской ССР в качестве Лаборатории электротехники, который в дальнейшем был переименован на Институт Электротехники. С 1963 по 1992 г.г. АНИИЭ находился в составе Министерства энергетики и электрификации СССР. Начиная с 1992 года АНИИЭ действует в составе Министерства Энергетики Республики Армения, под эгидой которого был сформирован филиал – «Стратегический Центр Энергетики».

#### 3.3.2. Проектные институты

Лидирующими проектными институтами Армении в области энергетики являются «Армэнергосетьпроект» и «Армгидропроект».

«Армэнергосетьпроект» успешно проводит работы по проектированию высоковольтных сетей, линий и подстанций. Компания является официальной организацией Программы Развития Электрических Сетей Армении. Компанией были проделаны пилотные проекты по программам US AID.

«Армгидропроект» выполняет заказы частных компаний лицензированных на строительство и эксплуатацию малых и средних ГЭС.

#### 3.3.3. Ремонтные и строительно-монтажные компании.

Строительно-монтажные работы представляют местные компании такие как «Гидроспецшин», «Гидроэнергашин», «Арджермек», «Электрашинарар», «Армгидроэлектромаш» и другие. Компании Армении проводят все работы необходимые для строительства, монтажа и успешного ввода в эксплуатацию как отдельных энергоблоков, так и целых станций и сетей. Ремонтные работы проводились компаниями ЗАО «Энергоремонт» и ЗАО «Атомэнергоремонт», которые до сих пор сохранили уникальные технологии ремонта и надзора.

### 4. Законодательство

Электроэнергетика Армении регулируется законом Республики Армения «об Энергетике», принятый Национальным Собранием в 2001 году. Данный закон регулирует взаимоотношения юридических лиц с потребителями электроэнергии, теплоэнергии и газа.

Правительственные решения Республики Армения главным образом направлены на обеспечение технических требований производства и эксплуатации электроэнергетических установок. В частности, Правительственными решениями устанавливаются процедуры передачи электроэнергии и оплата за нее. В круг Правительственных решений входят решения по вопросам собственности государственных энергетических компаний, их регулирование и руководство.

Вопросы тарифов рассматриваются и утверждаются Комиссией по Регулированию Естественных Монополий Республики Армения. Исключительным решением Комиссии также является постановка условий и выдача лицензий на производство, передачу и распределение электроэнергии в Армении.

### 5. Внешние связи, проекты, вовлечение инвестиций, приватизация.

Внешнеэкономическая политика Правительства Армении всегда была

направлена на привлечение иностранных инвестиций, создания и утверждения делового и взаимовыгодного сотрудничества, которые несут двухсторонний, также как и многосторонний характер. Взаимоотношения строятся как на межправительственных и межведомственных уровнях, так и на уровнях международных организаций и крупных компаний.

В течении 2003 г. на межгосударственных и межправительственных уровнях особенно выразились взаимоотношения с Евросоюзом, Россией, США, Ираном, Японией и Германией.

С точки зрения перспектив, для Республики Армения очень важную роль играет Исламская Республика Иран, с которой связаны вопросы использования гидроресурсов реки Аракс, углубление взаимосвязей электроэнергетических систем Армении и Ирана. Иран также интенсивно вовлекается в ветроэнергетику Армении предоставляя для этого грант в размере 2,5 млн. долларов США.

Взаимоотношения с Германией строятся в рамках проекта «Кавказская инициатива», куда вовлечены Армения, Грузия и Азербайджан.

Продолжаются переговоры с Правительством Японии по вопросу строительства нового ТЭС в Ереване на газотурбинных установках, что позволит уменьшить себестоимость производства тепловой электроэнергии.

Проводятся переговоры с Евросоюзом по вопросам Армянской АЭС.

Продолжается техническая и материальная помощь департамента Энергетики США и Агенства по Международному Развитию США. В рамках этой помощи продолжилось усиление безопасности и надежности на Армянской АЭС. В 2002 году была сдана в эксплуатацию автоматическая система расчета и контроля за электроэнергией, что явилось важным шагом формирования электроэнергетического рынка.

Были выполнены и выполняются ряд программ, направленных на реновацию, что способствовало увеличению надежности, безопасности и независимости энергетической системы Армении.

### 5.1. Приватизация

В сентябре 2003 года права на контрольный пакет ЗАО «Армянская АЭС» были переданы компании «Интер РАО ЕЭС» (Россия) сроком на пять лет, с условием бесперебойных поставок ядерного топлива.

В рамках реализации положений российско-армянского межгосударственного договора «Имущество в счет долга», с января 2003 года Разданская ТЭС отошла (за исключением недостроенного пятого блока) в собственность России в лице "дочки" РАО «ЕЭС России» компании «Интер РАО ЕЭС». В настоящее время управляется полностью последней через созданную в Армении компанию-резидент ЗАО «Международная энергетическая корпорация» («МЭК»).

Текущее состояние вопросов с дальнейшей судьбой станции отражено в

целом в недавнем интервью уполномоченного представителя ЗАО «Интер РАО ЕЭС» В.Ломоносова, опубликованного в местной печати под названием *"Разданская ТЭС готовится к работе в новых условиях"*. В частности, по его словам из этого интервью:

«Закрытое акционерное общество по развитию международных электрических связей «ИНТЕР РАО ЕЭС» получило по подписанному с Министерством имущественных отношений РФ договору полномочия исполнительного органа на управление имуществом комплексом Разданской ТЭС. Главными задачами управляющей организации являются обеспечение бесперебойной работы Разданской ТЭС, сохранность имущества комплекса и получение доходов от его использования. Согласно межправительственному Протоколу о передаче имущества комплекса Разданской ТЭС в собственность РФ, новый собственник создаст на базе станции новое юридическое лицо (условно - ЗАО «Разданская энергетическая компания») с предоставлением ему статуса предприятия с иностранными инвестициями. До момента регистрации в Армении нового юридического лица и получения им необходимых лицензий на производство электрической и тепловой энергии эксплуатацию имущества комплекса Разданской ТЭС осуществляет армянское предприятие - ЗАО «Разданская ТЭС» под управлением ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Сегодня не столь уж важно, как в дальнейшем будет называться новое юридическое лицо, каковы будут его организационная структура и исполнительные органы. По сути, важен итоговый результат, связанный с повышением эффективности производственной и финансовой деятельности станции. Безусловно, успешная эксплуатация Разданской ТЭС позволит осуществить фактический возврат долга России и при этом обеспечит потребность Армении в электроэнергии. Конечно, пока трудно более конкретно прогнозировать ход дальнейшего развития еще не полностью завершенной процедуры передачи собственности. Понятно, что вне рамок подписанных протоколов остаются вопросы, которые продолжают решаться в рабочем порядке на различных уровнях.

В настоящее время наша компания ведет подготовку к работе Разданской ТЭС в новых условиях: готовит пакет документов на получение лицензии, составляет заявки на новые тарифы, проекты новых договоров купли-продажи продукции, а также разрабатывает бизнес-план развития электростанции и штатное расписание новой компании.

Собственник - правительство России - действительно ставит перед нами задачу рассмотреть положение Разданской ТЭС на региональном рынке электроэнергии, в том числе с расчетом на перспективу. Мы уже провели анализ состояния электростанции, анализ текущей и перспективной конъюнктуры на рынке. На основе этого анализа нами будут представлены на рассмотрение собственника конкретные меры, которые необходимо предпринять для эффективного функционирования Разданской ТЭС. Я не хотел бы сейчас подробно останавливаться на

предлагаемых нами конкретных мерах. Скажу лишь, что они включают как организационно-технические, так и инвестиционные мероприятия. Понятно, что на старых технологиях и оборудовании 50-60-х годов прошлого века трудно обеспечить эффективную и экономичную работу станции, и соответственно - ее конкурентоспособность на начинающем формироваться региональном рынке электроэнергии ... ”

В марте 2003 года основные средства ЗАО Севан-Разданского Каскада вместе с ядерным топливом Армянской АЭС были переданы компании Российской Федерации.

Несмотря на сильную изношенность оборудования на ГЭС Каскада, к настоящему времени определенные реабилитационно-восстановительные работы были проведены лишь на самой старой из них – *Канакерской ГЭС*. Эти работы были реализованы в 1999-2002 г.г. в рамках кредитного соглашения с правительством Германии (в лице банка KfW) на сумму 18 млн.долл.США . В частности здесь были осуществлены:

- восстановление подводящего канала (около 8,5 км), головного бассейна, здания ГЭС и некоторых вспомогательных ее сооружений; подготовка фундаментов под заменяемое оборудование;
- средний ремонт турбин энергоблоков 5 и 6 с заменой систем управления и некоторого вспомогательного их оборудования; ремонт затворов и замена замерителей уровней воды в головном бассейне и в бассейнах суточного регулирования;
- замена генераторов блоков 5 и 6; ремонт (с необходимой заменой) обмоток и шинопроводов трансформаторов этих энергоблоков;
- замена аккумуляторных батарей и вспомогательных трансформаторов на блоках 1 и 2;
- реабилитация заземляющей системы станции, модернизация ее систем связи, оперативного контроля и диспетчеризации с необходимыми заменами контрольных и иных кабелей.

В настоящее время все объекты Севан-Разданского Каскада ГЭС являются полной собственностью России и переданы ей в счет погашения части армянского межгосударственного госдолга за приобретение ядерного топлива для Армянской АЭС. Управляя, в то время как весь пакет акций ЗАО «Воротанский Каскад гидроэлектростанций» продолжает оставаться в собственности Армении (хотя в последние годы предпринимались различные попытки по его частичному или полному отчуждению, в том числе в рамках называвшегося выше договора “Имущество в счет долга”).

В феврале 2003 года была одобрена программа технической перестройки ЗАО «Ереванская ТЭС». История с идеей модернизации станции восходит к 1999 году, когда на Всемирном экономическом форуме в Давосе был заключен соответствующий рамочный контракт между Минэнерго Армении и швейцарской фирмой АВВ. Этим контрактом была определена необходимость и задача строительства на прилегающей территории ТЭЦ современной электростанции: речь шла об абсолютно

новом энергоблоке на 70-80 МВт. Однако последующие расчеты показали, что первоначальная себестоимость электроэнергии в этом проекте была очень высока - за 1 кВтч порядка 30 драмов (порядка 7 центов в оценках 2000-2002 г.г.) - при том, что сейчас она составляет 18 драмов. Наряду с этим выявилось (из анализа графика нагрузок и имеющихся мощностей в энергосистеме Армении), что оптимальнее всего строить блок мощностью в 190-220 МВт. А поскольку в 2001 году в структуре акционеров АВВ произошли существенные изменения, начатый было проект по модернизации Ереванской ТЭЦ был приостановлен.

В начале 2002 года интерес к проекту стало проявлять правительство Японии, которое согласилось кредитовать работы по реконструкции ЕрТЭЦ. При этом на сегодняшний день где самым приемлемым вариантом реконструкции определено строительство нового парогазового теплофикационного блока с электрической мощностью около 200 МВт.

Воротанский Каскад ГЭС также вовлечен в процесс модернизации для соответствия реалиям энергоспроса. Несмотря на сравнительную “молодость” ГЭС данного Каскада, и здесь стали достаточно актуальными проблемы реабилитации, в особенности для *Татевской ГЭС*. Исходя из этого в 2003 году на модернизацию этой станции и второго блока *Аргелской ГЭС* (Севано-Разданского Каскада) Европейским Союзом был выделен грант в размере 2,7 млн евро. В последствии на этой основе был проведен соответствующий международный тендер по определению Генподрядчика требуемых работ. Победителем этого тендера был признан (в марте 2004 года) австрийский филиал немецкой компании Voith-Siemens Hydro Power Generation.

По условиям указанного тендера требуемые работы должны быть завершены к середине 2005 года. При этом основной их объем работ предусмотрен для одной из трех станций этого Каскада - Татевской ГЭС, являющейся первой и единственной ковшевой станцией в СССР. Средства ЕС направлены на замену регуляторов скорости этой ГЭС и реабилитацию сопел ее трех ковшевых турбин.

Реализация данного проекта связывается с необходимостью улучшения надежности и качества регулирования частоты в действующих электросетях страны, а Татевская ГЭС является на сегодня единственной станцией, осуществляющей это по всей Армении. Кроме того, работая практически круглый год (благодаря двум водохранилищам), Воротанский каскад играет также важную роль при регулировании частоты при перетоке электроэнергии из Ирана в Армению и обратно. В зимний период Армения получает электроэнергию с Ирана, а летом возвращает ее обратно.

## **5.2. Имеющиеся электроэнергетические планы и проекты**

Ниже в конспективном виде представлены некоторые из нынешних инвестиционно-кредитные ожиданий в сфере электроэнергетики страны.

### **Инвестиционные намерения и задачи ЗАО “МЭК”**

Армения - единственная страна на территории СНГ, пока не включённая в единую энергетическую систему (ЕЭС), что не позволяет республике полноценно развиваться во взаимодействии со всем энергетическим кольцом стран Содружества. В этой связи одной из первоочередных задач ЗАО “Международная энергетическая корпорация” является, по словам генерального директора этой компании М.Мантрова (он же - полномочный представитель компании учредителя “Интер РАО ЕЭС”), интеграция республики в ЕЭС. По его же словам (из интервью агентству «Арминфо»):

“Для решения этой задачи требуется и восстановление, и увеличение пропускной способности межгосударственных линий электропередачи (5 из 8 ВЛ находятся в нерабочем состоянии), обеспечение адекватного уровня противоаварийной автоматики и релейной защиты, и соответствующей диспетчеризации процессов. Подобные мероприятия требуют значительных финансовых вложений. Надо отметить, что Холдинг РАО “ЕЭС России” к этому готов. Сегодня рассматриваются различные варианты инвестиций в энергетику Армении. Возможно, это будут инвестиции только со стороны России, возможно, мы договоримся о совместных проектах: с зарубежными и армянскими партнёрами.

Наша цель - через повышение экономичности генерирующих энергообъектов вывести на экспортный рынок конкурентноспособную армянскую электроэнергию. И мы уверены в своём успехе, поскольку менеджмент РАО “ЕЭС России” обладает большим опытом успешного решения аналогичных задач. Более того, по отношению к армянской энергетике уже были сделаны конкретные шаги: Холдинг РАО погасил задолженность АЭС за ядерное топливо и обеспечил его поставку на 2003 год (кстати, и 2004 год также – прим. мое), взял на себя обязательства по обслуживанию и возврату кредита в 18 млн долларов, вложенных в реконструкцию Канакерской ГЭС, и в настоящий момент ведёт переговоры по получению кредита в 15 млн евро на модернизацию Ереванской ГЭС. И это только начало ...”.

Началу полноценной реализации представленного подхода мешает на данный момент нерешенность некоторых организационно-технических вопросов, связанных с переходом под юрисдикцию управляющей российской компании ЗАО “Интер РАО ЕЭС” - учредителя ЗАО «Международная энергокорпорация» – также и Разданской ТЭС (в полное владение) и Армянской АЭС (в доверительное управление).

Относительно состояние вопросов с инвестициями в Разданскую ТЭС уже говорилось выше. Что касается Севано-Разданского Каскада ГЭС, то уже имеется согласованный бизнес-план, предполагающий 28470,0 тыс. долларов вложений в этот объект на период до 2010 года. В настоящее время реализация этого плана находится на начальном этапе.

### **Проект модернизации Ереванской ТЭС**

Выявившийся и все более проявляющийся интерес Японии к

финансированию проекта не только и не столько в возможности получения процентных доходов. Наряду с этим срабатывает, как считается, и то, что широко применяемая ею система “мягкого” кредитования высокоэффективных проектов в других странах мира увеличивает квоту страны по выбросам в атмосферу (по Киотскому протоколу).

Данным проектом занимается специальная рабочая группа, созданная по соответствующему приказу министра энергетики РА. Принятые ею решения окончательно утверждены в “Токио электрик пауэр сервисис” и еще в январе 2003 года были официально переданы армянской стороне. В свою очередь, в феврале того же года армянская сторона передала JBIC все необходимые официальные документы - в надежде, что уже в том же году будет принято решение по финансированию. Однако в дальнейшем произошла некоторая заминка, продлившаяся вплоть до середины июля нынешнего года – когда кредитное соглашение между JBIC и правительством РА наконец было подписано.

По словам директора Ереванской ТЭС О.Оганесяна, до конца года будет запущен механизм организации и проведения одного, а возможно и нескольких международных тендеров по реализации рассматриваемого проекта. По их результатам и будут определены конкретные виды закупаемого оборудования, его производители, поставщики и т.д.

По различным источникам, на средства кредита JBIC должен быть построен новый энергоблок, состоящий из газовой турбины мощностью в 165 МВт, паровой турбины мощностью 60 МВт и котла утилизатора. Общая установленная мощность этого энергоблока составит 225 МВт (что в условиях Еревана будет гарантировать выдачу около 206 МВт энергии). При этом предполагается, что он будет построен на самом современном, полностью автоматизированном оборудовании, включающем систему глубокого подавления вредных выбросов в атмосферу, особенно оксидов азота. Пуск и остановка турбин должен производиться автоматически, и весь процесс запуска не должен превосходить четверти часа. Сметная стоимость проекта не превысит, по мнению О.Оганесяна, 165 млн.долларов.

По расчетам проектировщиков, расход условного топлива на таком энергоблоке должен составить 158 г на 1 кВтч, т.е. почти в 2,5 раза ниже по сравнению с имеющимися блоками станции.

Сроки осуществления проекта: по предварительной оценке – два года, считая с момента заключения контрактов по итогам обобщения результатов тендера (тендеров) на поставку требуемого оборудования.

Основной сопутствующей проблемой при реализации проекта считается транспортировка грузов. Дело здесь в том, что в любом варианте выбора оборудования для электростанции – это будет крупногабаритный груз, и потому возникают вопросы по пропускной способности местных коммуникаций: дорог, мостов, туннелей. Сейчас прорабатываются несколько вариантов решения этих вопросов. Как считается, в крайнем

случае для перевозки газовой турбины может быть задействован и авиатранспорт - российские "Русланы" или украинские "Мрии". А паровую турбину и генераторы можно будет привезти и железной дорогой.

По словам директора Ереванской ТЭС, относительно имеющегося устаревшего оборудованием никаких планов пока нет. Лично его мнение таково, что после пуска нового энергоблока часть оборудования нужно будет демонтировать - сейчас оно просто "жрет" средства

### **Инвестиционная программа ЗАО "Электросети Армении"**

Совокупная прибыль ЗАО "Электросети Армении" в 2003 году составила 3 986,178 млн. драмов (около 6,9 млн. долларов США) против 19 141,516 млн. драмов (порядка 35,4 млн. долларов США) в предыдущем. Такое ее резкое сокращение (более чем в 5 раз - при расчете в долларах США) специалисты компании объясняют инвестициями в электросети республики, осуществляемые их нынешним собственником с конца 2002 года. Причем в 2003 году на эти цели было инвестировано 10 млн. долларов.

Комиссия по регулированию общественных услуг одобрила на днях инвестиционную программу ЗАО "Электросети Армении" на 2004 год общей стоимостью в 5,8 млрд. драмов, без учета НДС (около 11,5 млн. долларов по текущему обменному курсу валют ЦБ Армении).

Наибольший объем инвестиций (4,97 млрд. драмов или порядка 85% расходов от общей стоимости программы), будет направлен на реабилитацию, модернизацию и расширение числа объектов распределительных сетей республики. Остальная часть намеченных расходов предусматривается:

- на внедрение автоматизированной системы учета электроэнергии на электроподстанциях на 110 и 35 кВ ;
- на приобретение компьютерных программ;
- на покупку машин и механизмов и т.д.

По словам генерального директора ЗАО "Электросети Армении" Е.Гладунчика, около трети планируемых на текущий год инвестиций уже вложено. Причем они осуществляются лишь за счет собственных средств компании.

По мнению специалистов Комиссии, инвестиционная программа компании на текущий год не приведет к повышению тарифа на электроэнергию для конечных потребителей.

Отчет об исполнении инвестиционной программы компании на 2004 год должен быть представлен в Комиссию по регулированию общественных услуг до окончания первого квартала 2005 года. Инвестиционную программу на 2005-2007 годы поручено представить до окончания третьего квартала 2004 года. Комиссия приняла также формы отчетности компании по отключениям электроэнергии потребителям, по надежности

распределителей и по фактически осуществленным инвестициям.

Интересно заметить, что с 1 августа текущего года ЗАО "Электросети Армении" должна была начать работу с производителями электроэнергетики без посредника-оптового покупателя, в качестве которого выступало до последнего времени ЗАО "Армэнерго". В связи с этим компании придется заключать уже не один договор как прежде, а 29, в том числе со всеми генерирующими станциями, с НДЦ - Национальным диспетчерским центром, с ЗАО «Высоковольтные электросети», а также с финансовым оператором системы - Расчетный центр. Но, по мнению гендиректора, это - то есть работа напрямую - не принесет его компании никакой пользы, кроме лишних забот, поскольку маржа прибыли при этом не изменится.

### **Проект реконструкции электроподстанций 110 кВ на кредитные средства JBIC**

По недавнему заявлению генерального директора ЗАО "Электросети Армении" Е.Гладунчика, наконец-то подписан субкредитный договор с Правительством Армении о получении кредита на сумму в 38 млн. долларов Японского банка международного сотрудничества (JBIC). Из этой суммы кредита 30 млн. долларов будут направлены на реконструкцию около трети всех электроподстанций 110кВ, перешедших в собственность компании после приватизации электросетей Армении. Остальные же 8 млн. долларов будут потрачены на приобретение и установку 150 тысяч двухтарифных электросчетчиков для наиболее неимущих слоев населения.

Первоначально - в 1999 году - планировалось реконструировать 33 электроподстанции на 110кВ, однако за пять лет цены на энергооборудование существенно повысились, и поэтому этих денег хватит для реконструкции возможно лишь 30 подстанций, сказал Е.Гладунчик. Он добавил, что на обслуживание этого кредита, предоставляемого JBIC сроком на 2028 года под 1,8% годовых, ЗАО "Электросети Армении" должно направлять ежегодно 2 млн. долларов.

Средства данного кредита планируется освоить до конца 2006 года. В этой связи в течение двух месяцев компания намерена провести соответствующий международный тендер для выбора подрядчика (предквалификация была проведена еще в мае 2003 года и ее успешно прошли расквартированные в Армении германские "дочки" компаний Siemens, ABB и Alstom (ныне - AREVA), две последние из которых - в консорциуме соответственно с японскими Sumitomo и Masui).

### **Программы Евросоюза**

По словам координатора программ ЕС в РА Жана-Франсуа Море, Евросоюз реализует в Армении две программы в области энергетики.

Первая программа направлена на закрытие Армянский АЭС с целью обеспечения безопасности региона путем за счет создания в республике замещающих энерго мощностей. Акцент в этой программе ставится в

основном на развитие гидропотенциала Армении. К этой же программе относятся продолжаемые работы по модернизацию Воротанского Каскада ГЭС (см.выше).

Наряду с этим, другая немецкая компания - Fichtner - подготовит до конца 2004 года ТЭО проекта строительства в Армении новых ГЭС общей мощностью в 70 МВт на средства ЕС. Данный проект предусматривает строительство пяти-семи станций в разных районах Армении. Мощность самой маленькой ГЭС составит 2 МВт, а самой крупной, которую планируется построить в Степанаване на р. Дзорагет - 57 МВт.

В рамках *второй энергетической программы ЕС* на 3 млн.евро планируется улучшить систему диспетчеризации армянской энергосистемы.

#### **Проект строительства гидроэлектростанций на армяно-иранской границе**

По предварительным данным, стоимость строительства ГЭС на приграничной с Ираном реке Аракс составляет порядка 140 млн.долларов. Об этом сообщил министр энергетики Армении А.Мовсисян. По его словам, планируется построить две одинаковые по технико-экономическим параметрам гидроэлектростанции: Мегринскую - на армянской территории и Карачиларскую - на иранской. Министр сообщил, что в ближайшие два месяца будет готово ТЭО строительства Мегринской ГЭС. Ее строительство планируется начать в середине 2005 года, а договор будет подписан до конца текущего года.

А.Мовсисян отметил, что средства на строительство Мегринской ГЭС предоставляет иранская сторона, а Армения будет расплачиваться поставками электроэнергии в Иран. Министр сообщил, что мощность ГЭС составит 140 МВт, а производительность - 841 млн.кВт\*час электроэнергии в год.

Для сравнения министр отметил, что в Армении функционируют 30 малых ГЭС, суммарная производительность которых составляет 600 млн.кВт ч электроэнергии в год. Он добавил, что новая армянская ГЭС станет лучшей в стране по своим технико-экономическим параметрам. Более того, со временем совместно с Ираном на реке Аракс планируется построить целый каскад таких же ГЭС.

#### **Проект строительства второй ЛЭП между Арменией и Ираном**

В ближайшие два-три месяца завершится строительство второй линии электропередач между Арменией и Ираном на 220 кВ. По заявлению министра энергетики Армении А.Мовсисяна, завершение строительства второй ЛЭП удвоит возможности сальдо перетоков электроэнергии между Ираном и Арменией. ЛЭП строится на основании меморандума о сотрудничестве в области энергетики между Ираном и Арменией, подписанного в Ереване в июле 2002 года.

Как ранее сообщил Посол Исламской Республики Иран в Армении

Мохаммад Фархад Колейни, на строительство второй ЛЭП Иран выделил 8-9 млн.долларов. Посол отметил, что при обмене армянской электроэнергии на иранский газ появится необходимость в строительстве третьей высоковольтной линии электропередач.

#### **Планы создания фонда возобновляемой энергетики**

Данный фонд стоимостью в 30 млн.евро планируется создать в Армении к 2005 году при финансовом участии Евробанка, USAID и Всемирного банка.

Готовность предоставить часть этих средств – в размере 7,5 млн.евро - высказал и немецкий банк KFW, что подтвердила недавно в Ереване член Совета директоров этого банка Ингрид Матеус-Майер. Такое решение было принято на завершившейся на днях в Бонне научной конференции по возобновляемой энергетике. Как сообщил министр финансов и экономики РА В.Хачатрян, из этой суммы 1,5 млн.евро будет предоставлено в виде гранта на проведение консультаций, а 6 млн.евро - в виде кредита для модернизацию уже функционирующих 30 малых ГЭС. Стоимость каждой кредитной программы составит до 700 тыс.евро, сказал министр финансов и экономики.

Отметим, что с 1995 года – года начала финансового сотрудничества с Германией – ею Армении было предоставлено кредитов и грантов на общую сумму 120 млн.евро.

#### **Программы правительства Германии**

По сообщению председателя Центрального банка Армении Т.Саркисяна, правительство Германии предоставит кредит в размере 7 млн. евро для реализации программы по финансированию строительства малых гидроэлектростанций. Данная программа будет реализовываться в рамках проектов Немецко-армянского фонда.

Т.Саркисян сообщил, что немецкие партнеры, изучив состояние малых ГЭС в республике, выбрали примерно 25 станций, которые могли бы с помощью кредитных средств модернизироваться и в дальнейшем эффективно работать. По словам главы Центробанка, после утверждения данной кредитной программы из этих 25 станций будут отобраны 15-17 ГЭС, которые соответствуют ее критериям.

Отбор банков-участников программы будет обсужден во время предстоящего визита немецкой делегации в Армению. Условия кредитования будут, в основном, аналогичны тем, по которым в настоящее время осуществляется кредитование в рамках деятельности т.н. немецко-армянского фонда (НАФ). То есть кредиты будут выдаваться в драмах, по ставкам, колеблющимся в пределах 15-18% годовых. Однако сроки кредитов будут несколько длиннее, чем по программе микрокредитования, т.е. предполагается довести их до семи лет.

#### **Проект строительства ТЭС на биогазе**

Правительство Японии готово инвестировать 4,5 млн.долларов в строительство тепловой электростанции мощностью в 1,5 МВт,

использующей биогаз. Об этом сообщил министр охраны природы РА В.Айвазян. По его словам, министерство уже дало свое положительное заключение по строительству такой ТЭС на базе Нубарашенской мусорной свалки (близ Еревана). Этот проект находится в настоящее время на стадии переговоров между подрядчиком в лице японской фирмы Shimizu и ереванской мэрией.

Недавно в Армении был утвержден тариф в размере 8 центов за 1 кВтч для электроэнергии, полученной на основе биогаза (метана). Этот тариф вполне устраивает инвестора в плане получения прибыли, отметил министр. Однако, добавил он, переговоры затягиваются из-за того, что ереванская мэрия заключила договор на арендное использование Нубарашенской свалки с одной армянской фирмой. По его же словам, данная свалка начала формироваться в основном с 60-х годов, и в настоящее время ежедневно здесь скапливается 800-900 м<sup>3</sup> мусора.

Как сообщила национальный координатор проекта Д.Арутюнян, договор на аренду указанной свалки был заключен до 1 мая с фирмой «Мегахот». Затем ереванская мэрия продлила арендный договор с армянской фирмой «Экотехарт», которая планирует на 21 га организовать сортировку мусора. Общая площадь Нубарашенской мусорной свалки составляет 60 га. Д.Арутюнян добавила, что финансирующей стороной является японская госорганизация по развитию новых технологий (New Energy and Industrial Technology Organization).

Проведение аудита и ТЭО было поручено провести японской частной фирме Shimizu, которая уже завершила предварительную стадию. Д.Арутюнян отметила, что заинтересованность к данному проекту проявляет также Европейский банк реконструкции и развития, который в апреле текущего года создал специально на эти цели экологический фонд.

### **Проекты строительства ветряных электростанций**

Член совета директоров иранской компании «Садид Себа Ниру» Шахрам Амениян заявил, что министерство энергетики Ирана предпринимает шаги для расширения сотрудничества с Арменией в области производства электроэнергии на ветряных электростанциях. По словам Аменияна, Иран располагает достаточными для этого возможностями, в том числе техническими.

Так, в середине 2005 года на грант правительства Ирана в размере 2,5 млн.долларов в Армении планируется завершить пилотный проект по строительству ветряной электростанции мощностью 2 МВт. Данная ВЭС будет построена на Пушкинском перевале. По различным сведениям, Иран готов и дальше оказывать помощь, и в случае успеха программы мощность ВЭС может быть увеличена до 20 МВт.

В ближайшие 5-10 лет в Армении предполагается построить и две другие ветряные станции - в районе Зода мощностью в 50 МВт и на Пушкинском перевале мощностью в 20 МВт. Реализация этого проекта осуществляется иранскими компаниями с конца 2003 года.

По поводу переговоров между двумя странами Шахрам Амениян сказал, что они еще не завершились, однако министерство энергетики усиленно занимается этим вопросом.

Несколько иранских компаний, тесно сотрудничающих с министерством энергетики, заявляют о том, что располагают возможностями для производства 40-метровых лопастей для ветряных турбин.

## **6. Перспектива создания объединенной электроэнергетической системы Южного Кавказа (ОЭЭСЮК). Роль Армении в ЭЭСЮК.**

### **6.1. Армения как часть объединенной энергосистемы Закавказья**

В 1960 году была включена в работу межсистемная ЛЭП-220 кВ (в габаритах 330 кВ) Атарбекян, длиной 108 км, связывающая ПС Акстафа на территории Азербайджана с ПС-220 кВ Раздан ГЭС. Еще в декабре 1958 года вводом ЛЭП-220 кВ Мингечаур-Тбилиси (204 км) была осуществлена параллельная работа Азербайджанской и Грузинской энергосистем.

После включения в 1960 году ВЛ-330 кВ «Атарбекян» все три энергосистемы Закавказья стали работать параллельно. В энергосистему Армении с 1962 года по 1971 год из Закавказской объединенной энергосистемы (ОЭС) поступало определенное количество электроэнергии. Начиная с 1972 года и по 1989 год электроэнергия из Армянской энергосистемы поступала в Закавказскую энергосистему.

В июне 1962 года была введена в работу ВЛ-110 «Октемберян» длиной 118 км, чем образовалось второе в системе кольцо 110 кВ. Этим была усилена связь Гюмрийской ПС с энергосистемой, что значительно повысило надежность электроснабжения Гюмрийского узла.

С 1962 год в г. Тбилиси начало функционировать объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Закавказья, которое осуществляло оперативное управление Закавказской энергосистемой, объединившей Азербайджанскую, Армянскую, Грузинскую и Краснодарскую энергосистемы. После объединения Закавказских энергосистем, регулирование частоты происходились на подстанциях «Азэнерго». «Армэнерго» выполнял функции регулирования перетока мощности по межсистемным ЛЭП-330 кВ «Атарбекян» и ЛЭП-220 кВ «Алаверди».

Бывшая остродефицитной, постоянно нуждающейся в получении электроэнергии из ОЭС Закавказья, уже в 1971 году энергосистема Армении стала самобалансирующейся, а с 1972 года – избыточной.

С 1960 года по 1970 год были введены в работу также ЛЭП-110 кВ, связывающие энергосистемы Армении с энергосистемами Азербайджана и Грузии: ЛЭП-110 кВ «Лалвар» и ЛЭП-110 кВ «Шинуайр» и др. Последняя связывает Армянскую энергосистему с энергосистемой НКР. ЛЭП-110 кВ «Шинуайр» работала в радиальном режиме для выдачи

перегока мощности в НКР. В последующем, после восстановления Тар-Тар ГЭС в 1993 году осуществлена параллельная работа этой станции с Армянской энергосистемой по ЛЭП-110 кВ «Шинуайр».

После ввода в 1976-80 годах в эксплуатацию ААЭС Армения уже имела порядка десяти межсистемных связей напряжением 330-220-110 кВ с соседними странами: Азербайджан – 330-220-100 кВ – 5 линий, Грузия – 220-110 кВ – 2 линии, Турция – 220 кВ. Армянская энергосистема уже была готова к интенсивному обмену электроэнергией с соседними странами.

В сентябре 1992 года ЛЭП-330 кВ «Атарбекян» была отключена и Армянская энергосистема стала работать изолированно. ОДУ Закавказья практически перестало функционировать. Армянская энергосистема находилась в изолированном режиме до 1997 года. В этом году была включена межсистемная ЛЭП-220 кВ «Мегри» связывающая энергосистемы Армении и Ирана.

### 6.2. Последствия разрыва межсистемных связей.

В период с 1991 года по 1996 год Армянская энергосистема работала в крайне тяжелых условиях острого энергетического кризиса. Из-за блокады железных дорог на тепловые станции топочный мазут не поступал. Тепловые станции работали только на природном газе и то с большими перебоями из-за ограниченного лимита и частых повреждений магистрального газопровода. Выработка тепловых станций упала от 8,8 млрд. кВт час в 1990 году до 2 млрд. кВт час в 1993-94 годах. В феврале 1996 года из-за отсутствия теплового потребления была остановлена Ванадзорская ТЭС.

Из-за острой нехватки энергоресурсов были применены ограничения и отключения потребителей по веерному графику. Ограничения достигали 800 МВт и 10-20 млн. кВт час в сутки. Особенно тяжело было в период осенне-зимнего максимума. Величина располагаемой мощности тепловых станций полностью зависела от поступления топлива. Начиная с 1992 года из оз. Севан стали выпускать большое количество воды для выработки электроэнергии. Выработка всех ГЭС по сравнению с предыдущими годами возросла более чем в два раза.

Из-за большого дефицита мощности энергосистема работала при крайне низкой частоте, она колебалась от 43,5 Гц до 48 Гц. Колебание частоты в больших пределах приводило к колебанию напряжения. Возникали очень опасные режимы для паровых турбин ТЭС и для всего остального оборудования.

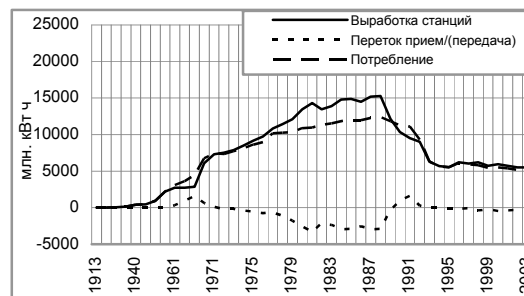
Увеличилась степень износа оборудования, сооружений и ЛЭП. Быстрому износу подвергались выключатели всех напряжений и в особенности кабельные линии из-за многократных веерных отключений. В 1990 году фактические потери электроэнергии в системе составили 15,34%, в 1993 году – 38,42%, в 1995 году – 41,74%. Начиная с 1996 года, фактические

потери стали постепенно уменьшаться и характеризовались следующими показателями: 1997 год – 33,3% и 2002 год – 25,8%.

### 6.3. Межгосударственные электросвязи в настоящем времени

Энергосистема Армении в настоящее время не только преодолела кризис, но и развивается, функционируя в новых условиях развития экономики. В мае 1997 года была осуществлена параллельная работа Армянской энергосистемы с энергосистемой Ирана.

График 6-1. Энергобаланс



Энергосистема Армении взаимодействует и способна еще более расширить взаимодействие с энергосистемами других стран. В частности, она находится в связи с энергосистемами Грузии и Ирана, хотя имеется практическая возможность выхода на энергосистемы Турции и Азербайджана. Созданию и расширению таких возможностей может способствовать наличие в регионе электрических связей, представленных в таблице.

Таблица 6-1

Армения						
Алаверди-1	Садахло-тяга (Грузия)	1	18,4		110	70
Алаверди-2	Тбилисская ГРЭС (Грузия)	1	63,4	690	220	240
Ашоцк	Ниноцминда (Грузия)	1	35,8	445	110	70
Агарак	Агар (Иран)	1	92,0	690	220 (154)	250
Гюмри-2	Карс (Турция)	1	74,9	690	220 (154)	340
Атарбекян	Агстафа (Азербайджан)	1	109,0	930	330	450
Арабат-2	Бабек (Нахичеван)	1	99,6	690	220	240
Арабат-2	Бабек (Нахичеван)	1	99,6		110	70



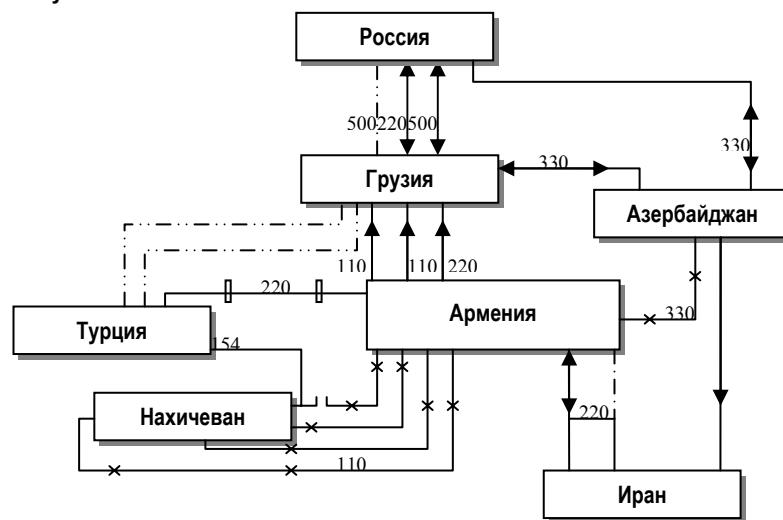
Другие страны региона						
Мингечаурская ГЭС (Азербайджан)	Ксани (Грузия)	1	286,6		500	
Худони ГЭС (Грузия)	Центральная (Россия)	1	362,5		500	
Азербайджанская ТЭС (Азербайджан)	Тбилисская ГРЭС (Грузия)	1	285,8	930	330	
Бабек (Нахичеван)	Игдыр (Турция)	1	150,0	690	220 (154)	250
Батуми (Грузия)	Хопа (Турция)	1	60,0	690	220 (154)	250
Бзыби (Грузия)	Псоу (Россия)	1	28,4		220	
Дербент (Россия)	Яшма (Азербайджан)	1	215,0	1380	220	
Араз (Нахичеван)	Араз (Иран)	1	0,8		110	

Рисунок 6-1



Сегодня, несмотря на отсутствие энергетической связи между Арменией и Азербайджаном, страны Южного Кавказа находятся в псевдо-общей энергетической системе. Такое состояние обеспечивается наличием связей «конфликтующих» сторон с системами соседних стран как Иран и Турция. Но такая система не может обеспечить всех выгод объединенной энергосистемы и принуждает к дополнительным «посредническим» затратам для заинтересованной стороны.

Рисунок 6-2



#### 6.4. Экспорт / импорт электроэнергии. Состояние системообразующих подстанций.

Коммерческая деятельность энергосистемы Армении ограничивается в целом операциями, реализуемыми по возобновляемым договорам с энергосистемами Грузии, зоны Нагорного-Карабаха и Ирана. При этом если с первой и второй энергосистемой осуществляются сугубо экспортные операции соответственно по ценам 2,5 – 2,54 цента или 6,99 драмов (1 драм ~ 1,3 цента) за 1 кВт час, то с Ираном ведутся коммерческие нетто-обмены в варианте «экспорт электроэнергии летом – импорт того же количества зимой». Для вышеуказанных целей используются несколько межсистемных ЛЭП.

##### С Грузией:

- Алаверди-2 – Тбилисская ГРЭС

Действующая ВЛ 220 кВ протяженностью 63,4 км при пропускной способности 240 МВт мощности служит в последние годы для коммерческих поставок в Грузию от 20-40 МВт (летом) до 100-120 МВт (зимой) из Армении.

- Алаверди-1 (Лалвар) – Садахло

Действующая ВЛ 110 кВ протяженностью 18,4 км при пропускной способности 70 МВт используется нерегулярно в основном для покрытия дефицита мощности на грузинской подстанции «Садахло-тяга».

- Ашоцк-Ниноцминда

Новая ВЛ 110 кВ протяженностью 35,8 км, поставленная по напряжению в

сентябре 2000 г., при пропускной способности 70 МВт служит для коммерческих поставок из Армении 8-20 МВт мощности в приграничные армянонаселенные регионы Грузии.

#### **С Энергосистемой Нагорного Карабаха:**

- Шуши

Действующая ВЛ 110 кВ общей протяженностью 64,9 км, связывающая армянскую подстанцию 220 / 110 кВ «Шинуайр» с подстанцией 110 кВ «Кашатаг» и далее с подстанцией 110 кВ «Шуши» в Нагорном Карабахе. Данная ВЛ имеет пропускную способность порядка 70 МВт мощности и служит для коммерческих поставок из Армении около 110 млн. кВт час (или в среднем около 12 МВт) электроэнергии в год.

#### **С Ираном:**

- Шинуайр – Агарак – Агар

Данная ВЛ 220 кВ задействована полностью и используется в основном для организации перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Ирана и Армении. С целью более эффективного использования возможностей этой межсистемной ЛЭП на армянской стороне практически завершено совместное с Ираном строительство переключательного пункта близ подстанции «Агарак», называемое также «Агарак-1».

#### **С Азербайджаном:**

- Атарбекян – Агстафа

В доперестроечное время данная ВЛ 330 кВ протяженностью 109 км использовалась в составе ОЭС Закавказья. В период карабахских событий 1991-1992 гг. была отключена полностью с азербайджанской стороны. С того времени поставлена на армянской стороне под напряжение 110 кВ и используется в настоящее время до подстанции «Иджеван» (Армения).

- Арарат-2 – Бабек (Нахичеван)

Двухцепная ВЛ 220 кВ протяженностью 99,6 км с пропускной способностью 2 x 240 МВт практически полностью демонтирована.

- Агарак – Ордубад (Нахичеван)

Существовавшая в прошлом одноцепная ВЛ 110 кВ протяженностью 30 км и с пропускной способностью до 70 МВт мощности практически полностью демонтирована.

#### **С Турцией:**

- Гюмри-2 – Карс

ВЛ 220 кВ протяженностью 74,9 км на армянской стороне была готова к эксплуатации еще в 1988 г. Однако с того времени турецкой стороной эта ВЛ так и не задействована. Потенциально данная линия может служить для экспорта до 340 МВт мощности.

## **7. Роль Армении в Объединенной Электроэнергетической Системе Южного Кавказа (ОЭЭСЮК)**

### **Армения – центр диспетчерского управления (ЦДУ) Объединенной Электроэнергетической Системы Южного Кавказа (ОЭЭСЮК).**

Первая попытка выхода электроэнергетической системы Армении из изолированного режима была предпринята в 1997 году. Организация параллельной работы с Иранской энергосистемой продлилась меньше двух месяцев. На то были и финансовые и технические причины, а именно неплатежи и частные отключения линии связи с Иранской стороны от автоматики ограничения перетока.

В сентябре 1998 года вновь была организована параллельная работа двух энергосистем с целью взаимовыгодного сезонного обмена энергией, т.к. максимум потребления в Армении имеет место зимой, а в Иране – летом. Учитывая соотношение мощностей договором параллельной работы регулирование частоты было возложено на Иранскую энергосистему, а регулирование перетока мощности по линии связи было возложено на энергосистему Армении. С этого момента была проделана большая работа по повышению надежности и экономической эффективности параллельной работы, ярко демонстрирующая как технические вопросы влияют на расширение возможности торговли.

Для диспетчерского управления электроэнергетики Армении и межсистемной связи с Ираном на базе ЗАО «Армэнерго» была создана компания ЗАО «Оператор Электроэнергии». Оператору были переданы все технические и людские ресурсы Диспетчерского Центра «Армэнерго». На основе собственных ресурсов, а также с помощью донорского финансирования Диспетчерский Центр был переоборудован новой техникой и новыми технологиями учета и автоматики. Были подготовлены соответствующие кадры.

Были проделаны инженерно-технические мероприятия такие как предотвращение отключения линии от автоматики ограничения мощности перетока с Иранской стороны, увеличение аварийного дефицита мощности до 72% вместо 45% - 50% (экономическая эффективность более 10 млн. долларов США), внедрение автоматики предотвращения нарушения устойчивости связи (АПНУ), внедрение автоматики демпфирования самораскачивания энергосистемы Армении относительно энергосистемы Ирана в условиях остановленных ТЭС Армении в теплое время года и другие. Данные работы привели к увеличению мощности загрузки Армянской АЭС с 250 МВт до 390 МВт, также увеличилась выработка энергии Армянской АЭС в теплое время года и полностью отказаться от выработки электроэнергии в ТЭС в это время (опыт шести месяцев в 2002 году), увеличилась мощность передачи по связи Армения – Иран в обеих направлениях вместо 100 МВт до 250 МВт, а в ближайшее время и о 300 МВт, значительно повысилась

надежность работы электрической связи Армения – Иран за счет внедрения противоаварийной и режимной автоматики, а также ликвидации узких мест на линии. За более чем четырехлетний период параллельной работы энергосистем Армении и Ирана на было ни одного случая сбоя в работе по вине персонала.

Проводимые мероприятия по автоматизации диспетчерской службы новейшими технологиями создает возможность для Азербайджана и Грузии получать услуги общесистемной диспетчеризации высокого качества.

Созданию регионального диспетчерского центра в Армении, способствует также и географическое расположение. Находясь в центре энергосистем Азербайджана, Грузии, Турции и Ирана, Армения может предоставлять качественные и наименее затратные услуги. Этому способствует и система управления SCADA, которая запланирована сдать в эксплуатацию через три года с учетом развития энергетики региона.

#### **Армения – производитель и транспортировщик (транзит) электроэнергии ОЭЭСЮК.**

Системообразующая транспортная электросеть в совокупности с межсистемными связями практически со всеми сопредельными странами достаточно развита и ориентирована для решения задач регионального масштаба. В настоящее время, одновременно с полным удовлетворением спроса на внутреннем рынке, Армения достаточно активно действует на региональном рынке электроэнергии (Грузия, Иран, НКР), фактически с ежегодными приростами объемов экспорта. Одновременно, на внешнем рынке практикуется торговля электроэнергией, выработанная «на давальческом топливе». Предпринимаются, пока безрезультатно, попытки вести переговоры по экспорту электроэнергии в две другие сопредельные страны – Турцию и Азербайджан (в частности – Нахичеван). Рассматриваются возможности импорта дешевой электроэнергии из Туркменистана путем транзитного обмена с Ираном, транзитный обмен Иран-Армения-Грузия, Армения-Грузия-Турция. В этих целях планируется усиление межсистемной связи Армения-Иран с одновременным развитием межсистемного транзита Центр-Юг. Второе видимое направление – Юг Грузии.

Азербайджан, как наиболее обеспеченная энергоресурсами страна, в тоже время ощущает острый дефицит пиковых мощностей, которые на данном этапе импортируются из Дагестана по межсистемной связи 330 кВ Яшма-Дербент (Прикаспийское побережье) за счет наличия высоконапорной Чиркейской ГЭС в Дагестане. Одновременно перенасыщение энергосистемы Азербайджана низкоманевренными тепловыми мощностями может отрицательно сказаться на конкурентоспособности на региональном рынке электроэнергии и мощности. При организации интенсивного энергообмена на энергетическом пространстве региона, за счет экспорта дешевой базисной электроэнергии, Азербайджан будет вынужден импортировать дорогую пиковую электроэнергию. Таким

образом, из-за политических барьеров Азербайджанские потребители вынуждены потреблять дорогую и в тоже время не стабильную энергоэнергию, вместо импорта электроэнергии из Армении.

Грузия, страна имеющая наибольшие транзитные проекты, имеет проблемы с энергетической безопасностью и качеством передачи электроэнергии. Даже при современном состоянии избыточности собственных установленных мощностей, электроэнергетическая система Грузии не в состоянии стабильно обеспечить договорные обязательства по поставкам электроэнергии в Турцию. Так, контракт заключенный на поставки в 2000 году грузинской электроэнергии в Турцию по объемам в два раза уступает поставкам предыдущих лет (1998 – 1999) из России, Азербайджана и Армении (в последнем случае практиковалось производство электроэнергии на давальческом топливе). Таким образом экспортные обязательства Грузии может осуществлять только за счет ущемления интересов собственных потребителей, которые и без того уже многие годы страдают от широкомасштабных веерных отключений.

#### **Армения - центр подготовки и переподготовки кадров ОЭЭСЮК.**

Исторически сложилось так, что Армения со времен Советского Союза изначально имела курс подготовки собственных кадров. Так на базе Государственного Университета, а в последствии – Ереванского Политехнического Института были подготовлены кадры всех направлений необходимых энергетическому сектору начиная с проектирования, эксплуатации и строительства.

Сегодня, в условиях новых рыночных взаимоотношениях, Армения не только не утратила бывший профессорско-преподавательский потенциал, но и восполнила новыми специальностями. Так Государственный Инженерный Университет Армении (бывший Ереванский Политехнический Институт) в дополнение к «традиционным» инженерным специальностям (энергетика, кибернетика, программирование, радио) на уровне бакалавриата и магистрата готовит кадры по таким специальностям как экономика и планирование энергетики, бухгалтерский учет в энергетике, менеджмент в энергетических компаниях. Государственный Архитектурный Университет дополняет кадры по строительству и архитектуре. Единственная область в котором Армения не имела собственных кадров это область проектирования тепловых электростанций.

Вопросы по переподготовке кадров успешно решаются в Институте Энергетики. Опыт семи лет включает в себя открытие магистратуры по энергетическим специальностям. С другой стороны проводятся курсы переподготовки неэнергетических специальностей для работы в энергетических компаниях. Сегодня Армения является членом Совета по Переподготовке Кадров стран СНГ.

**Научно-техническая и инженерная (проектно-монтажная) поддержка системы. (Создание условий участия компании Армении в региональных инженерных – проектно-строительно-монтажных – проектах.)**

На сегодняшний день Армения развивает собственную энергетику на базе местных инженерных компаний. Инженерные компании Армении охватывают всю область проектирования, строительства и монтажа. Кроме «традиционных» проектов станций, подстанций и линий, проектируются и внедряются новые системы автоматизации и релейной защиты, появляется опыт проектирования и внедрения системы SCADA. Успешно продолжают работы по проектам и строительству малых и средних ГЭС.

Учитывая, что инженерные компании являются «немонополистическими» они испытывают проблему внедрения в региональный рынок. Первоначальным барьером является отсутствие информации по тендерам, проводимым в Грузии и Азербайджане. Наличие информационного центра создаст возможность применения бизнес рычагов для участия компаний как генеральных или суб-подрядчиков.

**7.1. Перспективы ...**

У стран Южного Кавказа уже есть многолетний опыт работы в объединенной энергосистеме. Появление новых технологий диспетчерского регулирования, релейной защиты и автоматики выявляют новые подходы для объединения энергосистем.

В Армении теоретические исследования возможности объединения энергосистем Южного Кавказа начались с 1994 года, когда был разработан проект TACIS - EREG 9401 “Объединение Кавказских стран с Турцией”. Тогда же был подготовлен и представлен на рассмотрение национальных министерств Финальный Отчет, составленный по спецзаказу Информационного офиса Европейской Комиссии специалистами двух консультационных фирм - австрийской VERBUNDPLAN и германской LANMEYER INTERNATIONAL GmbH - и посвященный целиком исследованию возможностей объединения Закавказских энергосистем с энергосистемой Турции. Правительство Республики неоднократно высказывалось «за» процессу объединения. В пользу процесса объединения высказывает тот факт, что с Армянской стороны все межрегиональные подстанции находятся под напряжением.

Последние детальные исследования были проведены в 2004 году в рамках МАГАТЭ, подтвердившие предыдущие подходы и легшие за основу нового планирования развития электроэнергетики Армении.

Вопросы региональной интеграции были рассмотрены с различных сторон. В конечном итоге, объединение означает, что энергосистема должна быть развита и эксплуатироваться вне национальных характеристик такие как например границы. В большинстве случаев региональная интеграция соответствует развитию и эксплуатации

межрегиональных передающих сетей. Но при этом объединение не означает простое соединение изолированных энергосистем. Так энергосистема может не быть полностью объединенной или же быть соединенной, но при этом не быть объединенной.

В общих чертах выгода объединения экономически и технически объясняется следующими аргументами:

- достигается уменьшение топливопотребления и других эксплуатационных расходов генерирующих станций;
- выравнивается нагрузка, что приводит к уменьшению инвестиций в пиковую нагрузку;
- увеличивается надежность и устойчивость электроэнергетической системы.

Следует отметить, что на сегодняшний момент Энергосистемы Грузии и Армении уже соединены. Для успешного их объединения имеются в наличии только техникоэкономические проблемы.

## Азербайджан

### 1. Социально-экономическое состояние Азербайджана

В конце 80-х – начале 90-х годов в азербайджанском обществе доминировали радужные иллюзии, что, достаточно Азербайджану выйти из СССР, переход к рынку и нефть приведут к быстрому и резкому улучшению экономики и превратят его в процветающую страну. Однако, распад Союза и разрушение интеграционных связей требовали создания принципиально новых экономических и финансовых отношений, а также инфраструктуры. Появление новых возможностей во внешней торговле, налаживание самостоятельных связей с зарубежными странами приводили к экспорту сырья и материалов и стимулировали массовый импорт дешевых (чаще всего некачественных) продовольственных товаров. Проведенная в начале 90-х годов в Азербайджане (как, впрочем, и практически на всем постсоветском пространстве) радикальная и спешная либерализация цен, вкуче с политической нестабильностью и карабахским конфликтом, принимавшим форму открытого военного противостояния, привели к разрушению основ, заложенных еще советской экономикой, значительному падению производства и упадку в народнохозяйственном комплексе. Падение производства в Азербайджане за период после провозглашения независимости в 1991 году по 1995 год составило 67%, внутренняя валовая продукция снизилась на 58%, сельскохозяйственная продукция - на 48%. Финансовая политика в форме замораживания зарплат в условиях высокой инфляции усугубляла социальные проблемы. А ее переход в гиперинфляцию вызвал еще большую напряженность.

После заключения армяно-азербайджанского соглашения о прекращении огня в зоне конфликта в мае 1994 и стабилизации политической обстановки экономический спад был остановлен. В республике активно разворачивается программа стабилизации, проводятся структурные и отраслевые реформы, необходимые для выведения экономики Азербайджана из кризиса. Происходит рост капиталовложений в разные отрасли экономики, прежде всего в нефтяной сектор. Проводятся реформы в финансово-банковской системе, создается необходимая правовая база, регулирующая свободную предпринимательскую деятельность, проводится приватизация государственного имущества, принимается закон о земельной реформе, который ввел частную собственность на землю для граждан страны. Правительство значительно продвинулось на пути снижения инфляции. Последовательная кредитно-денежная программа, в тесной кооперации с МВФ способствовала росту доверия к национальной валюте – манату. Уже к концу 1997 инфляция была снижена до минимума и в настоящее время составляет 1–2% в год, укрепился манат (девальвация 2–3% в год). Суммарный рост ВВП за 1995–2002 составил 67,8%, а поступления в государственный бюджет с 1994 по 2003 год возросли в несколько раз.

В Азербайджане установлена макроэкономическая стабильность, успешно

проводятся структурные преобразования. Дефицит бюджета не превышает 2 процентов к внутреннему валовому продукту. Курс национальной валюты стабилизирован, создан солидный золотовалютный резерв, либерализованы цены, внешнеэкономическая деятельность и валютный рынок. Внешнеторговый оборот товаров и услуг увеличился в 5 раз и достиг более 5,2 миллиардов долларов.

Однако современное социально-экономическое состояние Азербайджана не соответствует его потенциальным возможностям. Политическая, правовая, экономическая, институциональная и социальная эффективность реформ довольно низка. В ходе трансформационных процессов частная собственность стала реальностью жизни в Азербайджане. Если до реформы - в 1991 году доля негосударственного сектора в ВВП составляла 15%, то в 2003 году - уже 75 % ВВП Азербайджана создается в частном секторе. В тоже время, частный сектор пока еще не в состоянии удовлетворять потребности экономики и населения. Значительная часть производимой продукции в Азербайджане неконкурентоспособна. Более 2/3 товаров народного потребления импортируется.

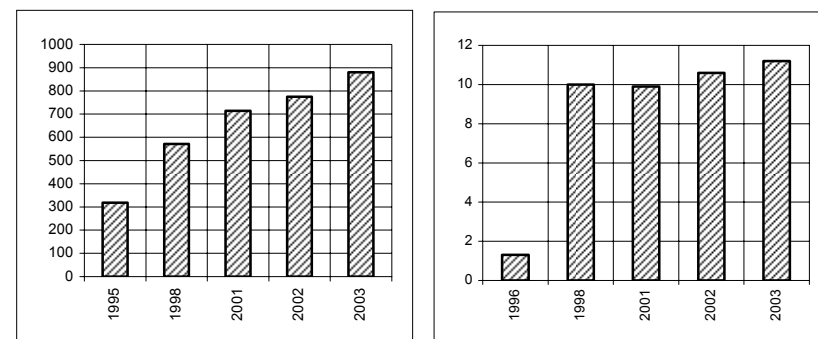
По официальной статистике, в такой богатой стране, как Азербайджан, на душу населения приходится всего 880 долларов ВВП. Сегодня в Азербайджане производство ВВП на душу населения отстает от показателя дореформенного периода в 3,5 раза и находится на уровне 1964 года, среднемесячная зарплата - в 3,8 раза и находится на уровне 1960 года. До начала трансформационных преобразований более 50 % населения Азербайджана относилось к середнякам, около 34 % жили плохо, а более 10 % - богато. После 12 лет реформ в основных группах среднедоходного слоя населения, играющего в нормальных обществах роль локомотива и социального стабилизатора, произошел резкий поворот к обнищанию. По официальной статистике, половина населения Азербайджана живет на грани бедности. Однако, по оценкам экспертов, за 1992-2003 г.г. удельный вес бедных возрос в 2,5 раза и превысил 80 %. Официальная статистика регистрирует 1,3 % безработицы, а на самом деле 30-40 % работают или в неформальном секторе, или, по международным меркам, являются безработными.

Хотя в последние годы темпы экономического роста в Азербайджане остаются весьма впечатляющими, положительные результаты и тенденции не могут сократить безработицу, повысить зарплату бюджетников хотя бы до уровня минимального потребительского бюджета. В условиях такой ограниченности бюджетных средств, практически невозможно развивать экономику и социальную сферу. Бедность, критическое положение в социальной сфере, в науке, образовании, здравоохранении и т.д. угрожает будущему страны.

Сложившееся положение в экономике и социальной сфере связано, с одной стороны, с объективными трудностями трансформационных преобразований, с проблемами, порожденными карабахской войной и

т.д., а с другой - с проводимой внутренней политикой. Вот уже шестой год правительство занимает защитную позицию в области поддержания макроэкономического равновесия. А в других областях реформы идут очень медленно или же топчутся на месте. Экономика Азербайджана опирается в основном на энергетические ресурсы. Правительство использует доходы от экспорта нефти для разрешения многочисленных социальных и экономических проблем. В общем объеме иностранных инвестиций доля нефтяного сектора составляет 60 %, а в 2003 году достигла 85 %.

График 1-1. ВВП на душу населения (\$), График 1-2. Реальный рост ВВП (%)



Если нынешняя экономическая политика, основанная на нефтяной иллюзии и высоком риске, продолжится, тогда Азербайджан станет узником так называемого "голландского синдрома". В этом случае республика потеряет уникальные возможности и импульс для быстрого и устойчивого развития и окончательно откатится в ряд безнадежно отсталых стран. Однако, посредством грамотной политики и правильного использования "больших нефтедолларов" можно избежать негативных побочных последствий. Такова главная из новых проблем, которая в настоящее время является самой актуальной с точки зрения будущего Азербайджана.

В настоящее время экономический рост в основном опирается на конъюнктурные факторы, главным из которых является нефтяной, связанные с ним иностранные инвестиции и повышение цен на нефть. Достаточно сказать, что 90 % экспорта составляют нефть и нефтепродукты. Около половины бюджета страны формируется за счет нефтяных доходов. Это ярко показывает зависимость республики от состояния мирового нефтяного рынка. Поэтому, Азербайджану экономический рост необходим не только как самоцель, а как результат всестороннего развития экономики страны в целом. Именно такой экономический рост способен дать ресурсы, необходимые для решения существующих острых экономических, социальных и демографических проблем.

**Таблица 1-1. Основные социально-экономические показатели, млрд. манат (в текущих ценах)**

	1995	2000	2001	2002	2003	% □□□□ □ 2003 □ 2002
Население (конец года), тыс. чел.	7726.2	8081.0	8141.4	8202.5	8265.7	100.8
ВВП	10669.0	23590.5	26578.0	30312.3	35053.4	111.2
Промышленная продукция	8856.0	18197.9	18845.0	20097.7	23652.2	106.1
Инвестиции	1139.9	4839.1	5854.1	10534.9	17819.0	171.1
Сель-хоз. продукция	3566.9	5303.4	5902.2	6355.8	6836	105.6
Товарооборот по всем продажам, в целом	5293.4	10599.4	11877.4	13442.3	15310	110.9
Все виды платных услуг для населения	837.3	2385.9	2488.6	2659.0	2961.1	111.7
Объем внешней торговли, млн. \$	1304.8	2917.3	3745.3	3832.9	5218.2	136.1
экспорт	637.2	1745.2	2314.2	2167.4	2592.0	119.6
импорт	667.6	1172.1	1431.1	1665.5	2626.2	157.7
Денеж. доход населения	6702.7	17556.8	19010.2	21220.3	24207.9	114.1
Денеж. доход на душу нас., тыс. манат	886.0	2214.4	2378.9	2635.4	2983.4	113.2
Среднемесячная зарплата, манат	62467.4	221606.0	259953.0	315406.7	383059.3	121.4
Зарегистрированные безработные, чел.	28314	43739	48446	50963	54365	106.7
Индекс потребительских цен						
Сравнение с предыдущим годом, %	511.8	101.8	101.5	102.8	102.2	
Сравнение с предыдущим декабрем, %	184.6	102.2	101.3	103.3	103.6	

## 2. История развития электроэнергетики Азербайджана

### 2.1. Первые шаги

Нефтяной бум начала XX века стал главным катализатором формирования энергетического комплекса Азербайджана. Стремительное развитие нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности требовало адекватного обеспечения электроэнергией. В 1899 году создается акционерное общество “Электрическая сила”, силами которого в окрестностях Баку строится и в июне 1901 года вводится в эксплуатацию Биби-Эйбатская электростанция (в последующем – ГРЭС им. Красина). Через год, в марте 1902 в строй вступает Беллогородская электростанция (ныне Бакинская ТЭЦ-1). В дальнейшем эти электростанции неоднократно реконструируются с увеличением мощности. По мере

увеличения мощности развиваются и электрические сети.

В марте 1906 года впервые в Азербайджане осуществляется передача электрической энергии по линии напряжением 20 кВ. от Беллогородской ТЭС на Балаханские нефтепромысла, находящиеся на расстоянии 8,5 км. В 1915 году протяженность воздушных линий электропередачи достигает уже 75 км, а кабельных - 52 км. В январе 1916 года обе Бакинские электростанции включаются в параллельную работу посредством линии электропередачи 20 кВ. Это событие становится началом создания энергетической системы Азербайджана.

### 2.2. Советский период

В 1920 национализируются энергетические предприятия республики и организовывается управление “Электроток”. В его состав, кроме Беллогородской и Биби-Эйбатской ТЭС, входят еще пять электростанций. Общая мощность электростанций составляет около 56000 кВт.

Суммарная мощность электростанций к 1935 году доводится до 176,6 МВт, а выработка электроэнергии - до 937 млн. кВтч. В том же году формируется управление “Азэнерго”, которому передаются все энергетические предприятия республики.

В связи с бурением глубоких нефтяных скважин и их освоением в начале сороковых годов возникает необходимость наращивания мощностей энергосистемы. В 1940 году установленная мощность электростанций республики составляет более 250 МВт, а выработка электроэнергии-1,7 млрд. кВтч. В феврале 1941 года в эксплуатацию вводится первая в Азербайджане теплоэлектроцентраль - Сумгайтская ТЭЦ-1.

Послевоенные годы знаменуются активным развитием экономики Республики. Создается многоотраслевая промышленность: химическая, нефтехимическая, черная и цветная металлургия, наращивается мощность энергосистемы. В 1954 году в эксплуатацию вводится Мингечаурская гидроэлектростанция мощностью 359 МВт. В комплекс сооружений Мингечаурского гидроузла входит также расположенная ниже по течению реки Куры Варваринская ГЭС мощностью 16,5 МВт, являющаяся контр бьефом Мингечаурской ГЭС. Со строительством Мингечаурской ГЭС и линий электропередачи 220 кВ, соединивших ее с действующей энергосистемой Апшерона, энергетика страны вступает в новую фазу – начинается электрификация районов Азербайджана и подключение их к энергосистеме.

Одновременно с Мингечаурской ГЭС входит в строй первая очередь ГРЭС «Северная» мощностью 168,8 МВт, а в 1960 году на этой электростанции начинает работать первый в СССР энергоблок мощностью 150 МВт открытой компоновки.

В 1959 году начинается строительство первой в Европе крупной тепловой электростанции с открытой компоновкой оборудования - Али-Байрамлинской ГРЭС. Ввод в эксплуатацию первой очереди этой электростанции (4 энергоблока по 150 МВт) позволил не только

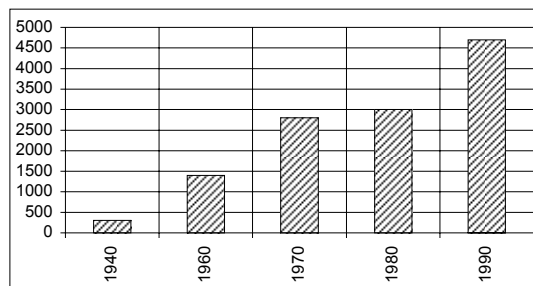
полностью обеспечить потребность Азербайджана, но и передать в 1964-1965 годах около 1,7 млрд. кВтч. электроэнергии в соседние республики Закавказья.

В 1964 году в эксплуатацию вводится первый турбоагрегат Гянджинской ТЭЦ. Для обеспечения растущих тепловых и электрических нагрузок Сумгаитского промышленного района строится вторая Сумгаитская теплоэлектростанция - Сумгаитская ТЭЦ-2.

В 1971 году на пограничном участке реки Араз в Нахичеванской Автономной Республике совместно с Ираном сооружается гидроузел "Араз" с двумя электростанциями мощностью 22 МВт каждая. В 1976-1977 годах в строй вводится Тертерский гидроузел и Тертерская ГЭС мощностью 50 МВт.

К концу семидесятых годов общая установленная мощность электростанций республики составляет 2882,4 МВт, а выработка электроэнергии превышает 15,4 млрд. кВтч в год. Однако, из-за высоких темпов развития промышленности и сельского хозяйства, Республика вынуждена ежегодно импортировать из соседних республик 2,9-3,5 млрд. кВтч электроэнергии.

**График 2-1. Генерирующая мощность энергосистемы (МВт)**



С целью удовлетворения потребности в электроэнергии принимается решение ускорить строительство Шамкирской ГЭС и Азербайджанской ГРЭС. Шамкирская ГЭС мощностью 380 МВт начинает работу в 1981-1982 годах. Первый энергоблок Азербайджанской ГРЭС мощностью 300 МВт вводится в эксплуатацию в 1981 году, а восьмой энергоблок такой же мощности - в 1990 году. С вводом в эксплуатацию Шамкирской ГЭС и Азербайджанской ГРЭС установленная мощность энергосистемы достигает 4983 МВт.

Одновременно с вводом в строй электростанций осуществляется строительство системообразующих линий электропередачи и подстанций.

Первая воздушная линия электропередачи напряжением 110 кВ. "Красная Звезда"-Романы протяженностью 8,5 км и понизительная подстанция "Романы" входит в эксплуатацию в 1931 году.

В 1935 году создается Управление электросетями с шестью сетевыми

районами, в ведении которого находится более 1000 км линий электропередачи напряжением от 2 до 110 кВ.

После окончания Великой Отечественной Войны широким фронтом развертывается строительство новых подстанций и линий электропередачи. В их числе необходимо отметить строительство двух линий электропередачи напряжением 110 кВ. Аляты-Нефтчала протяженностью 81 км и Кала-Дамба (через морской пролив) протяженностью 17,7 км. По этим линиям электроэнергия подается к скважинам морского бурения. Одновременно со строительством этих линий вводятся в эксплуатацию подстанции "Нефтчала" и "Дамба" (остров Пираллахи).

Первая в республике двух-цепная воздушная линия электропередачи напряжением 220 кВ. Мингячевир-Хырдалан и самая крупная в то время узловая подстанция напряжением 220/110/10 кВ. "Хырдалан" начинает работу в 1953 году. В этот же год осуществляется передача электроэнергии из Азербайджана в Грузию по линии электропередачи Гянджа-Акстафа-Рустави напряжением 110 кВ.

В конце пятидесятых годов вошли в строй узловая подстанция "Акстафа", линии электропередачи напряжением 220 кВ. Мингячевир-Акстафа-Навтлуги и Акстафа-Атарбекеян. Их ввод позволяет значительно увеличить передачу электроэнергии в Грузию и Армению и обеспечить параллельную работу трех закавказских энергосистем.

В 1962 году управление "Азэнерго" преобразуется в Главное управление энергетики и электрификации Азербайджанской Республики - "Азглавэнерго" с передачей ему электростанций и сетей "Азкоммунэнерго" и "Азсельэлектро". В период 1968-1971 годов сооружаются линии электропередачи 330 кВ. Али-Байрамлинская ГРЭС-Агдам-Гянджа-Акстафа протяженностью 383 км, Али-Байрамлинская ГРЭС-Яшма-Дербент и узловые понизительные подстанции напряжением 330/110/10 кВ. в Яшме, Агдаме и Гяндже. Это значительно повышает устойчивость работы энергосистемы и усиливает межсистемные связи.

Строительство Азербайджанской ГРЭС послужило толчком для ускоренного развития электрических сетей. В восьмидесятые годы вводятся в эксплуатацию узловые подстанции "Абшерон" напряжением 500/330/220 кВ., "Имишлы" напряжением 330/110/10 кВ., "Говсаны", "Низами", "Мушви", "Сангачалы", "Масаллы", "Ахсу" и "Бабек" напряжением 220/110/10. Строятся линии электропередачи, связывающие Азербайджанскую ГРЭС с важнейшими подстанциями.

В 1932 году закладывается основа централизованного управления Азербайджанской энергосистемой - Центральное диспетчерское управление (ЦДУ). Через 16 лет, в 1948 году в основном здании "Азербэнерго" устанавливается новая система ЦДУ и создается мнемоническая схема энергосистемы, внедряются устройства автоматики, релейной и технологической защиты.

В 1972 году начинает действовать информационно-вычислительный



центр (ИВЦ). А в 1977 году запускается оперативно информационный комплекс автоматического диспетчерского управления, который позволил оперативно выяснять реальное состояние станций, подстанций системного значения, определять значения выдаваемой мощности агрегатов, напряжения в узловых точках, контролировать потоки мощности.

Впервые, экспорт электроэнергии из Азербайджана в Грузию был осуществлен в 1954 году по линии электропередачи Гянджа-Акстафа-Рустави напряжением 110 кВ. С вводом в 1958-1959 годах новых линий электропередач более высокого напряжения появилась возможность обеспечения параллельной работы энергосистем трех закавказских республик. Во времена Советского Союза осуществлялась политика регионального планирования развития электроэнергетики, с созданием региональных объединенных энергосистем. Одним из таких объединений была Объединенная Энергосистема Закавказья, которая с декабря 1969 года стала работать параллельно с Единой энергосистемой Европейской части СССР. С вводом в эксплуатацию линии электропередачи Али-Байрамлы-Яшма-Дербент напряжением 330 кВ. повысилась надежность и устойчивость работы энергосистем республик Закавказья. Азербайджанской энергосистеме, ввиду ее большой мощности и наличии собственных ресурсов первичных энергоносителей, принадлежала роль базовой. Энергосистема Азербайджана располагала избыточной мощностью и до 1975 года экспортировала электроэнергию в закавказские республики. В результате ускоренного развития промышленности и сельского хозяйства со второй половины семидесятых годов в республике начал ощущаться недостаток генерирующих мощностей. С этого момента для удовлетворения растущих потребностей, Азербайджан до 1988 года был вынужден импортировать электроэнергию. После ввода в эксплуатацию Шамкирской ГЭС и трех энергоблоков Азербайджанской ГРЭС энергосистема не только смогла удовлетворить потребность собственных потребителей, но и стала экспортировать электроэнергию. С этой целью были построены линии электропередач напряжением 330 кВ, связывающие энергосистемы соседних республик.

### **2.3. Распад СССР. Первые годы независимости**

В период преобразований, как это ни парадоксально, в отличие от добывающей и обрабатывающей промышленности, энергетика пострадала меньше. Индекс продукции электроэнергетики по сравнению с 1990 г. не упал ниже 60%, в то время как продукция добывающей индустрии порой составляла практически половину, а обрабатывающий сектор вовсе скатился до четверти от уровня 1990 года. Кризис экономики страны тесно коррелировался с производством электрической энергии лишь до 1992 года. В дальнейшем, спад в экономике не сопровождался соответствующим спадом в энергетике.

Однако, нарушение прежних экономических связей с республиками

бывшего СССР и трудности работы в изолированном режиме поставили перед электроэнергетикой Республики ряд проблем:

- Вследствие нарушения прежних экономических связей, длительное время практически полностью отсутствовала возможность приобретения запасных частей и специальных материалов для проведения ремонтного обслуживания агрегатов, что привело к их простоям и снижению мощности.
- Наличие физически устаревшего оборудования на тепловых электростанциях требовало проведения реконструкции и модернизации этих электростанций. Недостаточная мощность существующих гидроэлектростанций вызывала трудности в регулирование мощностей, в соответствии с суточными колебаниями потребления.
- До краха СССР Азербайджан был крупным экспортером электричества в соседние республики. Электроэнергия, производимая в результате сжигания природного газа, импортируемого из России, экспортировалась в Грузию, Армению, Россию. С распадом СССР экспорт электричества практически прекратился, исчезла возможность проведения суточного и сезонного обмена электроэнергией и мощностью. Исчезли не только экспортные рынки, но уменьшился и спрос на электричество внутри Азербайджана. Возникла крайняя необходимость восстановления и развития связей с энергосистемами соседних стран.

### **2.4. Становление энергетики независимого Азербайджана**

В мае 1994 года было подписано соглашение с Арменией о прекращении боевых действий, положившее начало восстановлению порядка и стабильности в стране. Из-за рубежа начали поступать крупные прямые инвестиции. В 1996 году спрос на электроэнергию превысил производственные возможности существующих электростанций. В 1999 г., благодаря огромным усилиям правительства в производстве электроэнергии был достигнут перелом, и выработка начала увеличиваться.

Во-первых, с 1999 г. вновь стала расти мощность энергосистемы страны.

Во-вторых, с принятием соответствующих законов и правовых актов, положивших начало процесса реформирования электроэнергетической отрасли, на средства зарубежных финансовых организаций и правительства начали реализовываться проекты коренной модернизации энергопредприятий.

В 1999-2001 гг. произведена реконструкция 4-х гидроагрегатов Мингечаурской ГЭС (в 1999 – 5-го и 6-го, в 2000 – 2-го, в 2001 – 4-го), что позволило повысить установленную мощность ГЭС на 40 МВт. В 2000 году введена в строй первая очередь Еникендской ГЭС (3 гидроагрегата по 37,5 МВт каждый, общей мощностью 112,5 МВт). В 2000-2001 гг. в результате реконструкции Бакинской ТЭЦ-1 пущены в эксплуатацию 2 газотурбинные установки мощностью по 53 МВт и 2 котла-утилизатора

паропродуцируемостью 200 т/час. В 2002 году введена в эксплуатацию парогазовая установка мощностью 400 МВт на ГРЭС "Шимал". В 2003 году начал работу 4-й агрегат мощностью 37,5 МВт Еникендской ГЭС на р. Кура.

Расширены международные электрические связи энергосистемы Азербайджана, как в части экспорта, так и импорта электроэнергии. Наряду с параллельной работой с электросистемами России и Грузии, введена в строй новая ЛЭП 230 кВ Азербайджан - Иран, работающая в "островном" режиме.

Указом Президента Азербайджанской Республики ранее подведомственные городским властям электросети, такие как Бакинские, Сумгаитские, Гянджинские и Али - Байрамлинские в настоящее время переименованы в АО и на основе международного тендера переданы в управление частным и иностранным компаниям (Barmek и Bayva). Начиная с октября 2002 года, распределение электроэнергии по всей территории Республики осуществляется только независимыми, частными компаниями. В декабре 2001 года на приватизацию были выставлены 9 малых гидроэлектростанций, две из которых уже обрели новых хозяев

В соответствии с прогнозами роста потребности в электрической энергии и мощности в Республике, учитывая также степень физической устарелости оборудования электростанций и сетей, разработана Концепция развития энергосистемы на период до 2010 года. Целью этой Концепции является доведение технико-экономических показателей работы энергосистемы и ее характеристик до уровня лучших международных образцов, на основе внедрения в производство новейших технологий и оборудования. В Концепции предусмотрена дальнейшая реконструкция действующих тепловых электростанций на базе широкого использования технологии комбинированного парогазового цикла. Планируется также строительство новых объектов передающих высоковольтных электрических сетей, имеющих важное значение для повышения уровня надежности энергоснабжения экономики и населения Республики, а также для обеспечения транзита электроэнергии в другие страны.

### 3. Энергетическая система Азербайджана

#### 3.1. Общий взгляд

Общая установленная мощность энергосистемы Азербайджана составляет более 5000 МВт. В ее составе 3 конденсационные тепловые электростанции, общая мощность которых составляет 72 % генерируемой мощности энергосистемы, 5 теплоэлектроцентралей, мощность которых составляет 10 % мощности энергосистемы и 6 гидроэлектростанций, составляющих около 18 % мощности. В пересчете на условное топливо, доля газа в топливном балансе энергосистемы в последние годы составила 18-20 %, доля мазута - 80-82 %. 11 % всей установленной

мощности энергосистемы, в том числе половину мощности гидроэлектростанций, составляют агрегаты, находящиеся в эксплуатации более 40 лет. В настоящее время в Азербайджане функционирует 4 теплоэлектростанций и 5 гидроэлектростанций. В виду этого, реальная суммарная производственная мощность энергосистемы составляет около 4200 МВт. Снижение мощности также связано и увеличением доли потребления мазута в общей структуре топлива.

В электросетевом хозяйстве энергосистемы имеется около 18 тыс. подстанций. Важным компонентом энергосистемы являются электрические сети, состоящие из подстанций и линий электропередачи напряжением 500-0,4 кВ. Протяженность линий электропередач составляет более 100 тыс. км.

Энергосистема Азербайджанской Республики имеет связи с соседними энергосистемами России, Ирана и Грузии посредством линий электропередачи напряжением 500, 330 и 230 кВ., что является благоприятным условием для параллельной работы энергосистем и транзита электроэнергии. В связи с Нагорно-Карабахским конфликтом связь с энергосистемой Армении прервана. Нахичеванская часть территории Азербайджана, ввиду ее географической изолированности, не имеет связи с основной энергосистемой. Энергоснабжение Нахичеванской республики осуществляется, в основном, по линии электропередач напряжением 154 киловольт от энергосистемы Турции и по линии 133 киловольт - от Ирана.

Таблица 3-1. Общая характеристика электроэнергетической отрасли

□□□□	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Количество действующих предприятий	127	110	149	203	183	237	265
Стоимость продукции (млрд. манат)	1864.7	2084	2468.9	2305.9	1903.5	1765.6	2066.5
Стоимость основных производственных фондов (млрд. манат)	260.4	2854	3767.6	5070.5	5078.3	5078.7	5390.1
Количество работающих (тыс.чел.)	21.9	21.8	21.5	20.6	14.8	9.8	9.6
Ежегодные капиталовложения (млн. \$)	4.4	13.4	24.1	2.0	0.3	0.7	3.4
Количество компаний-производителей электроэнергии	1	1	1	1	1	1	1
Количество операторов передающей системы	1	1	1	1	1	1	1
Количество распределительных компаний	4	4	4	4	2	2	2
Количество потребителей (тыс.потр)	1465	1559	1559	1559	1559	1516	1516
В том числе квалифицированных (потр)	10200	9200	9205	9216	9200	9195	9190

### 3.2. Система производства электроэнергии

#### 3.2.1. Теплоэлектростанции

В составе азербайджанской энергосистемы 8 тепловых электростанций.

Основная доля электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях (90%), Основные виды топлива на ТЭС и ТЭЦ – мазут и газ.

В азербайджанской энергосистеме имеется два вида тепловых электростанций: с конденсационным и теплофикационным циклами работы.

График 3-1



К электростанциям с конденсационным циклом (72 % генерируемой мощности энергосистемы) относятся Азербайджанская ГРЭС, Али-Байрамлинская ГРЭС, а также ГРЭС "Шимал".

К электростанциям с теплофикационным циклом (10 % генерируемой мощности энергосистемы) относятся Бакинская ТЭЦ-1, Бакинская ТЭЦ-2, Сумгайтская ТЭЦ-1, Сумгайтская ТЭЦ-2 и Нахичеванская ТЭС.

Таблица 3-2

№	Наименование электростанции	Мощность (МВт)	Количество энергоблоков	Общая проектная мощность (МВт)
1	Азербайджанская ГРЭС	300	8	2400
2	Али-Байрамлинская ГРЭС	150	7	1050
3	ГРЭС "Шимал"	400/150	1/1	550
4	Сумгайтская ТЭЦ-2	50/60	2/2	220
5	Сумгайтская ТЭЦ-1	50	3	150
6	Бакинская ТЭЦ-1	50/53	2/2	206
7	Бакинская ТЭЦ-2	6	4	24
8	Нахичеванская ТЭС	16	4	64

Азербайджанская ГРЭС расположена в городе Мингечаур и является

самой крупной электростанцией страны, дающей более 50% всей электроэнергии. Строительство Азербайджанской ГРЭС было начато в 1974 году. Планировалось установить здесь 10 однотипных энергоблоков, каждый мощностью 300 МВт. Первый блок был сдан в 1981 г, а восьмой - в 1989 г. Сейчас на станции трудится более 2700 человек. Ее проектная мощность составляет 2400 МВт. (8 энергоблоков по 300 МВт каждый). Фактическая мощность станции составляет 2000 МВт. В 2003 году средняя мощность блоков в максимально рабочем режиме составила 263 МВт, а расход топлива 388,6 граммов. Хотя и у электростанции имеются некоторые эксплуатационные проблемы, в целом она находится в хорошем эксплуатационном состоянии.

Планируется модернизация станции, на которую необходимо \$150 млн. Она позволит снизить количество условного топлива на производство 1 кВтч с 388 до 320 граммов, также в перспективе - завершение строительства 9-го энергоблока, после чего мощность электростанции будет доведена до 2700 МВт.

Али-Байрамлинская ГРЭС, расположена к югу от Баку, недалеко от побережья в городе Али-Байрамлы. Строительство станции начато в 1959 году. Это одна из первых электростанций открытого типа в СССР. Первый блок мощностью 150 тыс. кВт пущен в 1962.

Алибайрамлинская ГРЭС является второй по мощности электростанцией Азербайджана и дает около 25% всей азербайджанской электроэнергии. На ГРЭС действуют 7 энергоблоков каждый мощностью 150 МВт. Суммарная проектная мощность станции составляет 1050 МВт. Однако ввиду изношенности оборудования фактическая выработка электростанции составляет около 820 МВт.

В 2003 году на выработку 1 кВтч электроэнергии было затрачено 452,52 грамма условного топлива, что меньше запланированного среднегодового уровня на 10-15 граммов. 60% используемого на станции топлива составляет природный газ. Это оказывает положительное влияние на экологию региона и позволяет экономить мазут. Технические возможности станции позволяют довести использование газа в качестве топлива до 85%.

Планируется строительство восьмого энергоблока станции. Разработку соответствующего технико-экономического обоснования осуществила японская компания TERSCO на средства гранта японского правительства. Мощность нового парогазового блока должна составить 393 МВт.

ГРЭС "Шимал" расположена на севере Апшеронского полуострова в пригороде Баку. Пущена в эксплуатацию в 1953 году. В декабре 2002 года на модернизированной ГРЭС "Шимал" был сдан в эксплуатацию парогазовый генераторный блок мощностью 400 МВт. Он является первой и единственной в СНГ современной ПГУ, коэффициент полезного действия которой равен 53%. Стоимость этого проекта составила почти 380 млн. долларов, предоставленных Азербайджану в форме целевого

кредита Японией. Ввод в эксплуатацию парогазовой турбины позволяет экономить 440 тыс. т. топлива в год.

Однако, вследствие хронической нехватки газа новый энергоблок ГРЭС “Шимал” не может выйти на проектную мощность. Для работы нового блока на полную мощность необходимо 70 тыс. м<sup>3</sup> газа в час, при том, что в настоящее время эта цифра составляет всего 55 тыс. м<sup>3</sup>. Из-за этого выработка электроэнергии на станции составляет 300 МВт при проектной мощности в 400 МВт.

Между правительствами Азербайджана и Японии достигнута принципиальная договоренность по строительству второй фазы ГРЭС “Шимал”. Согласно предварительному технико-экономическому обоснованию, строительство второго энергоблока на ГРЭС “Шимал” обойдется в \$300 млн. Это на \$80 млн. дороже, чем затраты на строительство первого блока. Разница в затратах на строительство энергоблоков одинаковой мощности (400 МВт) связана с тем, что строительство второго блока будет сопровождаться созданием системы безопасности, реконструкцией высоковольтных станций и ряда других инфраструктурных объектов. Строительство второго энергоблока профинансирует Японский банк международного сотрудничества (JBIC). Строительные работы могут начаться уже в 2005 году.

Бакинская ТЭЦ-1 - старейшая в Азербайджане - была основана в 1902 году. В 1999 году на территории Бакинской ТЭЦ-1 началось строительство первой в Азербайджане газотурбинной станции. Две старые паротурбинные установки мощностью по 50 МВт выведены из строя и законсервированы. Мощность ТЭЦ-1 на сегодня составляет 106 МВт и 400 тонн пара в час, что более чем в 8 раз превышает мощность старой ТЭЦ.

Здесь установлено оборудование, не имеющее аналогов в Азербайджане. Применяемая технология позволяет экономить на одном блоке более 100 тыс. тонн мазута в год и существенно снижает выбросы вредных веществ в атмосферу. Сегодня на станции эксплуатируются два блока мощностью 53 МВт и паропроизводительностью - 200 тонн/ч. каждый, которые соответственно производят в среднем по 30 МВт электроэнергии и 50-60 тонн пара в час.

Станция работает с низкой нагрузкой в связи с отсутствием источников реализации пара.

Работа электростанции мощностью 106 МВт и 400 тонн пара в час будет экономически более эффективной, если производимый при выработке электроэнергии пар будет иметь потребителя. В противном случае тепловая энергия выбрасывается в воздух, снижая коэффициент полезного действия станции. При проектировании станции за основу были приняты прогнозные данные о росте потребления тепловой энергии в Баку в 2003-2005 гг. до 350 тонн пара в час. Однако этого не произошло, и на сегодня основными потребителями пара ТЭЦ-1 являются ПО ГНКАР “Азербнефтяг”, а также отопительная система Баку, которые снижают до

минимума потребление тепловой энергии в летний период.

Сумгайытские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 были остановлены в 2002 году ввиду сверхнормативности (на выработку 1 кВтч электроэнергии они потребляли 700-800 г условного топлива). В настоящее время они функционируют в режиме подстанций, обеспечивая передачу электроэнергии промышленным предприятиям и некоторым жилым массивам.

С развитием и восстановлением крупных производственных объектов потребление электроэнергии в Сумгайыте увеличивается. На Сумгайытской ТЭЦ-1 начались подготовительные работы к строительству современной парогазовой установки (ПГУ). Месторасположение ПГУ мощностью 400-500 МВт выбрано на основании многоплановых исследований территории, экономических и технических подсчетов, с учетом близости к имеющейся инфраструктуре и др. Проект сооружения в Сумгайыте парогазового блока мощностью 450-500 МВт, состоящего из двух газотурбинных установок и одной паровой турбины, потребует, в зависимости от предложений заинтересованных компаний, порядка \$300 млн.

### 3.2.2. Гидроэлектростанции

Водные ресурсы Азербайджана представлены главным образом нижним течением Куры с её многочисленными притоками, стекающими со склонов Большого и Малого Кавказа, рекой Араз, впадающей в Куру вблизи её устья, и группой небольших горных рек, впадающих непосредственно в Каспийское море.

В азербайджанской энергосистеме функционируют 8 гидроэлектростанций.

Таблица 3-3

№	Наименование ГЭС	Мощность (МВт)	Высота напора (м)	Производительность (тыс. тонн пара в час)
1	Мингечаурская ГЭС	418	4/2	418
2	Шамкирская ГЭС	190	2	380
3	Еникендская ГЭС	37,5	4	150
4	Варваринская ГЭС	5,5	3	16,5
5	Тер-терская ГЭС	25	2	50
6	«Араз» ГЭС	11	2	22

Мингечаурская ГЭС расположена на реке Кура, близ города Мингечаур и имеет крупное многолетнее водохранилище (запас воды эквивалентен 241 ГВтч). В течение 1999-2001 гг. произведена реконструкция 4-х гидроагрегатов Мингечаурской ГЭС (в 1999 – 5-го и 6-го, в 2000 – 2-го, в 2001 – 4-го), после чего мощность каждого агрегата возросла с 60 МВт до 70,4 МВт. Помимо этого, на станции проведены работы по замене кабелей

и модернизации АСУ. Установленная мощность гидростанции составляет 418 МВт. Среднегодовое производство электроэнергии - 1054 ГВтч.

Мингечаурская ГЭС является важным элементом энергетической системы, играя ключевую роль в производстве электроэнергии в периоды пиковой нагрузки. Электростанция дает дешевую электроэнергию, а также обеспечивает эксплуатационную гибкость для отслеживания нагрузки системы и контроля за частотой. Водные запасы ГЭС и их мощности являются аварийным резервом энергосистемы. В экстремальной ситуации подключение гидроблоков ГЭС, отличающихся высокой маневренностью, поддерживает баланс энергосистемы, предотвращая системную аварию.

Шамкирская ГЭС расположена выше по течению Куры от Мингечаурской и имеет установленную мощность в 380 МВт при среднегодовом производстве около 900 ГВтч. Водоохранилище способно накапливать эквивалент около 167 ГВтч и используется для сезонной эксплуатации.

Еникендская ГЭС расположена ниже по течению Куры от Шамкирской. Станция достроена в период независимости за счет кредита Европейского Банка Реконструкции и Развития. Общая проектная мощность станции составляет 150 МВт (четыре блока по 37,5 МВт каждый). Годовая выработка электроэнергии составляет около 400 млн. кВтч.

Варваринская ГЭС находится в Евлахском районе, располагаясь ниже по течению Куры от Мингечаурской, и имеет установленную мощность в 16,5 МВт. Однако из-за морального и физического износа основного оборудования операционная мощность станции не превышает 12 МВт. Практически эта электростанция работает только за счет стока реки и дает среднегодовое производство электроэнергии около 90 ГВтч.

ГЭС “Араз” на реке Араз в Нахичеванской АР является комплексным гидроузлом с установленной мощностью в 22 МВт и среднегодовым производством электроэнергии в 86 ГВтч. ГЭС находится в совместном пользовании между Азербайджаном и Ираном.

### 3.2.3. Строительство и реконструкция электростанций

В 1999-2001 гг. произведена реконструкция 4-х гидроагрегатов Мингечаурской ГЭС (в 1999 – 5-го и 6-го, в 2000 – 2-го, в 2001 – 4-го), что позволило повысить установленную мощность ГЭС на 40 МВт. В 2000 году введена в строй первая очередь Еникендской ГЭС (3 гидроагрегата по 37,5 МВт каждый, общей мощностью 112,5 МВт). В 2000-2001 гг. в результате реконструкции Бакинской ТЭЦ-1 пущены в эксплуатацию 2 газотурбинные установки мощностью по 53 МВт и 2 котла-утилизатора паропроизводительностью 200 т/час. В 2002 году введена в эксплуатацию парогазовая установка мощностью 400 МВт на ГРЭС “Шимал”. В 2003 году введен в эксплуатацию 4-й агрегат мощностью 37,5 МВт Еникендской ГЭС на р. Кура.

Таблица 3-4

□□□□	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)	-	-	-	-	165,5	53	400	-
На ТЭС	-	-	-	53	53	400	-	-
В т.ч. ПГУ и ГТУ	-	-	-	-	-	400	-	-
На ГЭС	-	-	-	112,5	-	-	-	-
Затраты на ввод мощностей (млн \$)	-	-	-	-	83,8	-	184,7	-
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$)	-	-	-	-	50,3	-	184,7	-
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)	-	-	-	140,8	123,9	123,9	-	-
На ТЭС	-	-	-	53,5	53,5	-	-	-
На ГЭС	-	-	140,8	70,4	70,4	-	-	-
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$)	-	-	-	6,5	50,5	48,4	-	-
В т.ч. иностранные инвестиции (млн \$)	-	-	-	1,4	50,0	48,3	-	-
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)	-	-	-	-	100	-	420	24

### 3.2.4. Малые ГЭС и альтернативные источники энергии

В настоящее время в Азербайджане существует около 40 бездействующих маломощных ГЭС, эксплуатация которых была приостановлена после ввода в строй мощных электростанций (Азербайджанской и Али-Байрамлинской ГРЭС). Большая часть этих ГЭС не перспективна из-за малой мощности, а их модернизация требует значительных средств.

Правительство Азербайджана видит решение проблемы малых ГЭС в их разгосударствлении. В рамках распоряжения президента Азербайджана от 21 декабря 2001 года на приватизацию были выставлены девять малых электростанций: Муганская, Балакенская, Шекинская, Губинская, Гусарская, Чичеклинская, Зейхурская, Нюгединская и Чинарская. Азербайджанская компания ASPI Consulting & Engineering Company, являясь консультантом по их приватизации проводит финансовый, экономический, технический и экологический анализ работы малых ГЭС, готовит предложения по их дальнейшему развитию и определяет минимальные инвестиции, необходимые для доведения ГЭС до международных стандартов. Самая крупная гидростанция, выставленная на приватизацию, – Муганская ГЭС мощностью 6 МВт, расположенная в Имишли, в 2003 году была приватизирована азербайджанской компанией. В отличие от других, эта гидростанция находилась в рабочем состоянии. В этом же году новых хозяев, в лице американской компании “General Construction”, обрела Шекинская ГЭС.

Идеи использования в Азербайджане энергии солнца и ветра, учитывая климатические условия республики, весьма перспективны. На

значительной части территории страны 270 солнечных дней в году, а в некоторых районах это число достигает 300 дней. Среднегодовая скорость ветра на Апшеронском полуострове составляет 8-10 м/с, а на высоте 50-80 метров - 11-12 м/с. Попытки применения солнечных коллекторов теплообменного типа, а также получения на ветровых установках электроэнергии предпринимались в республике еще во времена СССР. Однако, после распада Союза вся деятельность в этом направлении была приостановлена.

Иностранные компании, специализирующиеся на производстве установок, использующих нетрадиционные источники энергии, проявляют повышенный интерес к перспективам работы в Азербайджане. Азербайджанской стороне были сделаны предложения по реализации пилотных проектов, направленных на использование нетрадиционных источников энергии. В частности, предложено было установить на Апшеронском полуострове и в Нахичеванской Автономной Республике по две гибридные установки, использующие в качестве энергии ветер и солнце. А в Хачмазском и Сабирабадском районах предлагается установить по одной гелиотермальной установке.

Министерство топлива и энергетики Азербайджана разработало Национальную программу по использованию альтернативных источников энергии. В данной программе определены направления развития электроэнергетики с учетом использования природного потенциала республики. Так, в ней предусматривается строительство в течение 2004-2010 гг. ветряных электростанций на Апшеронском полуострове и Нахичеванской Автономной Республике (НАР), более десяти малых электростанций различной мощностей в течение 2005-2012 гг., солнечных коллекторов и маломощных электростанций на базе солнечной энергии на Апшероне, в Мильско-Муганской зоне и НАР. Реализация данной программы позволит рационально использовать энергоресурсы страны, создать новые производственные отрасли и рабочие места.

### 3.3. Система передачи электроэнергии

Электросетевое хозяйство Азербайджанской Республики включает в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 110, 220, 330 и 500 кВ.

На Апшеронском полуострове основные подстанции действуют более 60 лет. В результате сотрудничества с фирмой "Сименс" была проведена реконструкция ряда основных подстанций. В итоге повышена надежность и срок эксплуатации подстанций и энергетической системы данного региона в целом.

Системообразующая сеть Азербайджанской энергосистемы включает в себя следующие подстанции:

"□□□□□□□□" – 500 □□; "□□□□□□□□" – 220 □□;  
 "Агдабеди" – 330 кВ; "Мушви" – 220 кВ;  
 "Актафа" – 330 кВ; "Низами" – 220 кВ;

"Гянджа" - 330 кВ;  
 "Имишли" - 330 кВ  
 "Яшма" - 330 кВ;  
 "Ахсу" – 220 кВ;  
 "Габала" – 220 кВ;

"Промузел" - 220 кВ;  
 "Сангачалы" - 220 кВ;  
 "Хырдалан" – 220 кВ;  
 "Бабек" - 220 кВ;  
 сорок три подстанции 110 кВ.

А также линии электропередачи:

2-□ □□□□□□□□□□□□;	□□□□□□□□□□□□□□;
Мухранис-вели;	Мушвицкая
1-я Апшеронская;	3-я и 4-я Али-Байрамлинская;
Дербентская	3-я Имишлинская;
1-я и 2-я Али-Байрамлинская;	3-я, 4-я, 5-я, 6-я и 7-я Апшеронская;
3-я и 4-я Акстафинская;	Гардабанская;
Ахсуинская;	1-я и 2-я Говсанская;
Габалинская;	3-я Масаллинская;
Яшминская;	1-я, 2-я, 3-я, 4-я, 5-я и 6-я Мингячевирская;
-3-я Шамкирская;	напряжением 110 кВ - сто двадцать шесть линий электропередачи.

Суммарная мощность трансформаторов системообразующей сети составляет 8130 МВА, в том числе

- 500 кВ – 1200 МВА,
- 330 кВ - 1756 МВА,
- 220 кВ - 3052 МВА,
- 110 кВ - 2122 МВА.

Общая длина линий электропередачи системообразующей сети - 7357 км, в том числе

- 500 кВ - 451 км,
- 330 кВ - 1207 км,
- 230 кВ – 31 км,
- 220 кВ – 1231 км,
- 110 кВ - 4437 км.

Питающая сеть энергосистемы включает в себя

- одну станцию 500 кВ,
- две подстанции напряжением 220 кВ,
- сто двадцать девять подстанций напряжением 110 кВ,
- сто сорок линий электропередачи напряжением 110 кВ протяженностью 1987 км.
- Суммарная мощность трансформаторов питающей сети – 5052 МВА.

В Республике имеются следующие системообразующие линии:

- 126 передающих линий 110 кВ - 2450 км;
- 19 передающих линий 220 кВ - 1231 км ;
- 1 передающая линия 230 кВ - 31 км;

- 13 передающих линий 330 кВ - 1207 км;
- 2 передающие линии 500 кВ - 451 км.
- Общая протяженность передающих линий 5370 км.

В Республике имеются следующие высоковольтные подстанции:

- 142 подстанции 110 кВ;
- 1 подстанция 154 кВ;
- 9 подстанций 220 кВ;
- 5 подстанций 330 кВ;
- 1 подстанция 500 кВ.

Общее количество высоковольтных подстанций-158.

**Таблица 3-5. Межгосударственные линии электропередачи**

□□□□□ □	□□□□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□	□□□□□□□□ □□ (□□)	□□□□□ (□□)	□□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□ □□ (□□□)
Грузия	Актафа – Гардабани	330	64	340
Россия	Яшма – Дербент	330	214	412
Иран	Имишли - Парсабад	230	64	250
Турция	Бабек – Игдыр	154	94	160

### 3.4. Система дистрибуции

До недавнего времени распределение электроэнергии в Азербайджане осуществляли четыре акционерных общества, созданные на базе крупнейших энергораспределительных сетей четырех городов страны: «АО Бакыэлектрикшьябья», «АО Сумгайтэлектрикшьябья», «АО Гянджэлектрикшьябья», «АО Алибайрамлыэлектрикшьябья». Каждая из этих четырех региональных компаний обладала монополией на распределение электроэнергии на своей территории (Нахичеванская Автономная Республика имеет свою собственную распределительную сеть). В 2002 году эти АО были переданы в долгосрочное управление частным компаниям.

В октябре 2001 года министерство экономического развития подписало договор с турецкой компанией Barmek Holding о передаче ей в долгосрочное управление акционерного общества «Бакыэлектрикшебеке». Размеры инвестиций, предлагаемых турецкой компанией, составляют немногим более 300 млн. долларов.

В августе 2002 года Президентом было подписано распоряжение об утверждении договоров о передаче в долгосрочное управление электросетей трех крупных промышленных центров Азербайджана - Гянджи, Сумгайта и Алибайрамлы.

Сегодня все энергораспределительные объекты в Азербайджане управляются частными компаниями.

Электросети Гянджи и Алибайрамлы перешли в управление

акционерному обществу с ограниченной ответственностью «Байва», которое призвано обеспечивать электроэнергией предприятия, хозяйства и населенные пункты 24 районов республики. В его состав входят 22 сетевых района.

Турецкой компании «Barmek» в долгосрочное управление переданы электросети Баку, Сумгаита и северных районов республики.

В 2003 году Турецкой компании Barmek, было передано 9,9 млрд. кВтч, а компании Bayva, - 9,7 млрд. кВтч. Barmek выполнил свои обязательства на 95%, а Bayva - на 100%.

**Таблица 3-6. Тарифы на электричество (манат за кВтч)**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Население	96	96	96	96	96	96
Промышленность и строительство	206	192	174	130	130	130
Бюджетные организации		192	174	130	130	130
Апшеронская Водная Компания	158	158	157	130	130	130
Сельское хозяйство	174	168	162	130	130	130
Электротранспорт		220	178	130	130	130
Не промышленные потребители	265	318	238	130	130	130
Торговля и сервис	408	282	282	250	250	250

### 3.5. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы

**Таблица 3-7**

□□□□	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Производство ЭЭ (млрд кВтч)	19,0	17,6	17,0	17,0	16,8	18,0	18,2	18,7	18,9	18,7	21,2
ТЭС	16,5	15,7	15,5	15,5	15,0	16,0	16,7	17,2	17,5	16,7	18,7
ГЭС	2,4	1,8	1,6	1,5	1,7	2,0	1,5	1,5	1,3	2,0	2,5
Потребление ЭЭ (млрд кВтч)	19,1	17,8	17,5	17,5	17,2	18,2	18,9	19,2	19,6	20,2	22,7
Экспорт ЭЭ (млрд кВтч)	0,2	0,3	0,4	0,3	0,3	0,6	0,4	0,9	1,0	0,9	0,9
Импорт (млрд кВтч)	0,3	0,5	0,9	0,8	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6	2,4	2,4
Установленная мощность электростанций (МВт)	5054	5054	5054	4982	4982	4992	5003	5181	5164	5683	5524
Тепловых	4216	4216	4216	4144	4144	4144	4144	4199	4231	4691	4576
На жидком топливе и газе	4216	4216	4216	4144	4144	4144	4144	4144	4144	4144	4070
ПГУ и ГТУ								55	110	510	506
Гидравлических	838	838	838	838	838	848	859	982	933	992	948
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)	3365	3213	3098	3195	3350	3452	3536	3719	3712	3950	4327
Частота максимум нагрузки (Гц)	50,0	49,8	49,75	49,2	50,0	49,4	49,01	50,0	50,0	50,0	50,0
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд кВтч)	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход ЭЭ на произв.	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0

нужды энергосистем (млрд кВтч)											
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд кВтч)	3,8	3,5	3,9	3,8	4,1	3,5	3,4	3,4	3,1	3,9	3,7
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВтч)	375,8	378,9	385,1	391,5	415,1	409,7	409,9	411,3	413,2	409,4	386,2
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)	185,9	182,7	186,1	190,1	210,5	209,6	212,1	217,1	216,4	190,6	195,1
Мазут (тыс. т)	4956,0	4420,0	4148,3	3897,0	3672,8	3921,6	4067,6	4053,0	1874,4	2391	2157,0
Газ (%)	11,6	13,9	18,8	22,9	23,4	21,1	20,6	22,6	63,9	64,9	58,0
Мазут (%)	88,4	86,1	81,2	77,1	76,6	78,9	79,4	77,4	36,1	35,1	42,0
Полезный отпуск ЭЭ (млрд кВтч)	15,3	14,3	13,6	13,7	13,1	14,7	15,5	15,8	16,5	16,3	17,3
Промышленность	6,9	5,9	5,0	5,1	4,8	5,0	2,9	2,7	3,4	3,1	2,6
Транспорт	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	0,5	0,5
Сельское хозяйство	4,6	4,0	4,2	4,4	3,1	3,6	4,7	4,8	2,9	0,7	0,4
Комбыт	1,7	2,7	2,9	2,8	4,2	4,5	5,4	6,0	5,5	6,0	12,1
Прочие	1,4	1,2	1,0	0,9	0,5	0,4	2,1	2,0	4,4	6,0	1,8
Себестоимость ЭЭ (Цент/кВтч)	0,5	0,6	1,8	2,1	2,5	2,3	1,9	1,8	1,4	2,0	
Себестоимость ТЭ (\$/Гкал)	2,47	2,03	7,01	9,41	13,9	11,9	9,84	9,55	9,2	11,8	
Средний тариф на ЭЭ (Цент/кВтч)	0,71	0,52	2,11	2,12	3,11	3,22	2,61	2,23	1,90	2,00	1,96
Средняя цена топлива (\$/т.у.т.)	8,1	7,2	31,6	40,9	41,3	40,0	48,5	43,0	32,0	32,0	
Газ	10,1	15,2	36,7	35,5	36,3	43,0	36,9	36,9	35,4	35,0	55,5
Мазут	7,4	5,9	27,4	42,5	42,8	50,0	43,3	43,3	42,3	60,0	79,3

#### 4. Управление и регулирование

##### 4.1. Система управления

В совершенствовании системы управления энергетикой республика избрала осторожный подход. Сначала все системы были объединены в государственную компанию "Азербэнеджи". Затем на ее базе было создано пять самостоятельных объединений: по производству и передаче электроэнергии, ее распределению и сбыту, строительству, научно-исследовательских и проектных работ. В сентябре 1996 года госкомпания "Азербэнеджи" была преобразована в одноименное акционерное общество открытого типа. На настоящий момент 100% всех акций принадлежат государству. Также были созданы четыре распределительных акционерных общества, объединившие на региональной основе районные распределительные сети. В 2002 году эти АО переданы в долгосрочное управление частным компаниям.

18 апреля 2001 года по Указу президента Азербайджанской Республики было создано Министерство топлива и энергетики Азербайджана. В

состав Минтопэнерго вошли Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (ГНКАР), ОАО "Азербэнеджи" и ЗАО "Азеригаз".

Основными функциями Минтопэнерго являются:

- формирование государственной политики Азербайджана в области топлива и энергетики и обеспечение ее реализации
- разработка мероприятий по полному удовлетворению потребностей экономики и населения республики топливом и энергией
- контроль за рациональным использованием энергоресурсов страны
- развитие международного сотрудничества в области ТЭК
- привлечение иностранных инвестиций в азербайджанский топливно-энергетический комплекс
- обеспечение энергетической безопасности республики

В январе 2002 года Министерством экономического развития и Министерством топлива и энергетики была утверждена новая структура АО "Азербэнеджи". Этот шаг был предпринят с целью эффективного управления отраслью, для объединения и сокращения структур, дублирующих друг друга. Количество единиц, имеющих юридический статус по АО "Азербэнеджи" сократилось с 42 до 18. Были ликвидированы два производственных объединения по выработке и передаче электроэнергии, а в составе "Азербэнеджи" появились функциональные управления для оперативного управления энергосистемой.

По действующему законодательству президент и вице-президент (исполнительный директор) АО "Азербэнеджи" назначаются Президентом Азербайджанской Республики. В утвержденную новую структуру входят следующие единицы, имеющие юридический статус:

##### АзНИИ энергетики и энергопроектирования

Азербайджанский научно-исследовательский институт энергетики и энергетического проектирования создан на базе Азербайджанского научно-исследовательского института энергетики и Азербайджанского отделения института "Энергосетьпроект". В стенах этого объединенного института ведется работа по следующим направлениям:

- концепция развития электроэнергетики Азербайджана на перспективу;
- вопросы надежности, устойчивости, живучести и экономичности работы энергосистемы страны;
- вхождение энергосистемы республики в объединение энергосистем сопредельных стран;
- энергосбережение и минимизация потерь электроэнергии на ее транспорт;
- освоение нетрадиционных (возобновляемых) источников энергии и т.д.



АзНИИ энергетики и энергопроектирования располагает высоким научным потенциалом. Проектировщики института в основном имеют большой стаж работы и отличаются высоким профессионализмом и квалификацией. Все проекты ныне существующих и строящихся подстанций и линий электропередачи энергосистемы напряжением 6-500 кВ. выполнены сотрудниками этого института.

#### **Бакинский институт “Гидропроект”**

Бакинский институт “Гидропроект” создан в 1947 году. Институт занимается исследованиями гидроэнергетических ресурсов, изыскательскими работами и проектированием гидроэнергетических объектов на всей территории Азербайджана. За время своей деятельности институт выполнил проекты действующих Мингячевирского, Варваринского, Шамкирского, Тергерского, Еникендского гидроузлов и гидроузла “Араз”.

Институтом выполнены также проекты Товузского (на реке Кура), Алазанского (на реке Алазань) и Худаферинского (на реке Араз) гидроузлов, строительство которых будет осуществлено в перспективе.

#### **Управление “Азерэнержихусуситамирсазлама”**

#### **Управление “Азерэнержихусуситамиртикинти”**

#### **Управление комплектации и снабжения**

#### **Управление “Азерэнержиназарят”**

Кроме того, в состав АО “Азерэнержи” входят 6 функциональных управлений:

#### **Управление по производству электрической энергии**

В состав управления по производству электрической энергии входят все тепло и гидростанции.

#### **Управление по передаче электрической энергии**

В состав управления по передаче электрической энергии входят 4 предприятия высоковольтных электрических сетей:

- Бакинская ВВЭС
- Сумгайтская ВВЭС
- Гянджинская ВВЭС
- Али-Байрамлинская ВВЭС

#### **Центральное диспетчерское управление**

#### **Финансово-экономическое управление**

#### **Управление делами**

#### **Управление Нахичеванской энергетики**

### **4.2. Энергетическая политика и регулирование**

Азербайджанская энергетическая политика, главным образом,

сконцентрирована на разработке и экспорте углеводородных ресурсов. В апреле 2001 года в Азербайджане было создано министерство топлива и энергетики. Основной функцией этой организации стало привлечение инвестиций в азербайджанский энергетический сектор. Это министерство также курирует государственные нефте- и газовые компании и устанавливает тарифы на импорт в этих секторах.

Во второй половине девяностых годов и в начале двухтысячных был принят ряд законов, чтобы стимулировать до сих пор не очень успешные попытки привести элементы рыночных отношений в энергетический сектор. Это были законы об использовании энергоресурсов, об электроэнергетике, об электрических и тепловых станциях и др. Также было подписано несколько указов и распоряжений президента и Кабинета Министров, касающихся регулирования энергетического сектора, включая распоряжение от декабря 2001-го года, в котором был представлен список девяти малых ГЭС, выставляемых на приватизацию.

В марте 2002 года президент Азербайджанской Республики издал распоряжение № 893 «Об усилении финансовой дисциплины в энергетическом секторе». Распоряжение было издано потому, что «Азерэнерго» и «Азеригаз» выплачивали поставщикам топлива лишь небольшой процент от общей задолженности, и их долг Государственной нефтяной компании Азербайджанской республики (ГНКАР) продолжал расти. В 2001 году «Азерэнерго» заплатил ГНКАР только за 0,5% от общего объема поставленного топлива. Проблема будет разрешена в две стадии. На первой стадии принимаются меры против появления новых долгов. Выплаты ГНКАР были запланированы в 20% в 2002, 30% в 2003, 45% в 2004, 60% и 2005 и 80% по отношению к 100% в 2006. В ходе первой стадии невыплаты регулируются за счет гарантии обеспечения их полной сохранности и прозрачности. На второй стадии долги будут реструктурированы, а начисление процентов по новым долгам будет прекращено. К концу 2006 года в республике планируют увеличить сбор средств от распределительных сетей до ста процентов.

Распоряжение № 893 постановило своей окончательной целью переход всех тепловых электростанций на природный газ. Оно также декларирует возможность реструктуризации «Азерэнерго» и «Азеригаз», ускорение процесса приватизации и сдачи в управление электро- и газораспределительных сетей. Этим распоряжением был создан Тарифный Совет, основными задачами которого стали общий анализ для определения тарифов, выявление их оптимального уровня и своевременное регулирование. Создание Тарифного совета было одной из главных рекомендаций правительству со стороны Всемирного банка и МВФ по реформированию структуры государственного управления. В задачи Тарифного совета входит государственное регулирование цен и тарифов естественных монополистов.

Правительство Азербайджана признает, чтобы создать свободную конкуренцию в энергетическом секторе, необходимо принять следующие

меры:

- установить справедливые тарифы и недискриминационный доступ к высоковольтным линиям электропередач,
- разработать систему торговли и перепродажи электроэнергии,
- пересмотреть систему налогообложения на производство электроэнергии, чтобы ликвидировать монопольный контроль над энергетическим рынком и поддержать альтернативные формы энергетического производства.

Очевидно, что в ближайшем будущем в этом направлении будут приняты новые законы и указы.

#### 4.3. Законодательная база

##### 4.3.1. Закон Азербайджанской Республики “Об энергетике”

###### Глава I. Общие положения

###### Статья 1. Основные понятия

Понятия, употребляемые в настоящем Законе, выражают следующие значения:

- **деятельность в области энергетики** — виды деятельности по разведке, разработке, добыче, производству, обработке, хранению, транспортировке, распределению и использованию энергетических материалов и продукции (энергетических ресурсов);
- **разведка в области энергетики (или разведка)** — деятельность, осуществляемая в идентичных с разработкой целях посредством предварительно проведенных магнитометрических, гравиметрических, сейсмических, геохимических, тепловых и радиометрических методов и испытательно-буровых работ;
- **разработка** — деятельность, направленная на обнаружение и оценку залежей или подземных хранилищ энергетических материалов посредством буровых работ;
- **распределение энергии (или распределение)** — заготовка сырой нефти и нефтепродуктов, газа, электрической и тепловой энергии и распределение их между потребителями;
- **распределитель энергии (или распределитель)** — любое предприятие, осуществляющее деятельность по распределению энергии;
- **энергетическая установка** — любая стационарная или передвижная установка (включая и охватываемые ею земельные участки), используемая в связанных с энергетикой видах деятельности или для осуществления этих видов деятельности на требуемом уровне, для хранения необходимых энергетических материалов и продукции;
- **главные энерготранспортные системы** — средства транспортировки (трубопроводы, линии электропередачи и т.п.) или их

часть, осуществляющие транспортировку или передачу энергетических материалов и продукции, за исключением железной дороги, автомобильных и водных путей, а также установок, обслуживающих передачу сигналов связи;

- **договор или энергетический договор** — письменное соглашение, заключаемое между сторонами и определяющее условия осуществления видов деятельности в области энергетики;
- **воспроизводимые энергетические источники** — постоянно существующие в окружающей среде или непрерывно создаваемые энергетические источники (солнце, ветер, тепловые потоки земли, биомасса, море, водные потоки и т.п.);
- **восстановительные работы** — восстановление участков, используемых в энергетической деятельности в интересах населения и приспособление их к окружающей среде.

###### Статья 2. Сфера, охватываемая Законом

1. Настоящий Закон охватывает следующие сферы:

- виды деятельности в области энергетики (по энергетическим материалам и продукции, указанным в Приложениях 1 и 2);
- размещение, строительство и эксплуатация установок для осуществления указанных видов деятельности;
- меры по охране и рациональному использованию энергии, а также по предотвращению или ослаблению отрицательного влияния на окружающую среду деятельности в области энергетики.

2. Настоящий Закон сосредотачивает в себе наиболее общие правовые основы государственного регулирования нефтяной, газовой и электроэнергетической отраслей энергетики. В иных законах, принимаемых по отдельным отраслям, могут быть предусмотрены специальные правила.

###### Глава II. Государственная энергетическая политика

###### Статья 3. Цели государственной энергетической политики

Цели государственной энергетической политики заключаются в обеспечении и регулировании следующего:

1. Обеспечение эффективной добычи, производства, транспортировки, распределения, хранения, использования и безопасности энергетических материалов и продукции.
2. Создание инфраструктуры, эффективно и надежно обеспечивающей энергией всех потребителей, и новых рабочих мест с учетом следующего:
  - создание условий для конкуренции и минимальной монополии по всем видам деятельности в области энергетики;
  - организация деятельности в области энергетики на основе различных форм собственности, долгосрочных контрактов и специальных разрешений;

- создание благоприятных условий для местных предприятий, производящих высококачественную продукцию;
  - создание благоприятных условий для применения эффективной и экологически безопасной технологии.
3. Консервация энергетических ресурсов, снижение уровня отходов, эффективное использование энергии и использование воспроизводимых источников энергии.
4. Уменьшение отрицательного влияния на окружающую среду.
5. Предоставление дотаций производителям и потребителям для повышения продуктивности энергетики в условиях возникновения недостаточности энергии.
6. Создание благоприятных правовых и экономических условий для инвестиций.
7. Составление государственных энергетических программ.

#### **Статья 4. Государственные энергетические программы**

1. В соответствии с целями, определяемыми настоящим Законом, соответствующий орган исполнительной власти систематически составляет долгосрочные государственные программы по организации и развитию энергетики.
2. Программы развития энергетики финансируются за счет средств государственного бюджета Азербайджанской Республики, фонда эффективного использования энергетических ресурсов, юридических и физических лиц, в том числе за счет иностранных инвестиций.
3. Эти программы через каждые 5 лет уточняются соответствующим органом исполнительной власти и как важная часть государственной энергетической стратегии утверждаются в порядке, установленном законодательством.

### **Глава III. Исключительные права и контроль в области энергетики**

#### **Статья 5. Исключительные права государства в области энергетики**

В соответствии с Конституцией Азербайджанской Республики государство, без ущерба исключительным правам любого физического и юридического лица, указанным в статье 6 настоящего Закона, владеет исключительным правом собственности на все залежи первичных энергетических материалов по:

- разведке;
- разработке залежей и добыче энергетических материалов и продукции;
- строительству и эксплуатации подземных хранилищ;
- строительству и управлению главными энерготранспортными системами;

- в соответствии с законодательством в целях обеспечения своей безопасности и независимости пользуется исключительными правами в других областях, связанных с энергетикой.

#### **Статья 6. Исключительные права физических лиц и негосударственных юридических лиц в области энергетики**

Исключительные права физических лиц и негосударственных юридических лиц могут возникнуть только из энергетического договора, заключаемого в соответствии с положениями статьи 5 настоящего Закона, или из прав, предоставляемых законодательством предприятиям энергетической отрасли..

#### **Статья 7. Управление и контроль в области энергетики**

Соответствующие органы исполнительной власти в соответствии с целями настоящего Закона, применяемыми законами и постановлениями владеют следующими полномочиями:

- регулировать осуществление деятельности в области энергетики и контролировать ее;
- регулировать использование энергетических материалов и продукции и контролировать его;
- регулировать аспекты энергетической деятельности по охране окружающей среды и безопасности и контролировать их;
- выделять земли, воды и недра для энергетической деятельности в соответствии с законодательством.

### **Глава IV. Обязанности по рациональному использованию энергии, охране окружающей среды, безопасности и здоровью, специальные разрешения, страхование и ущерб**

#### **Статья 8. Требования к рациональному использованию энергии, энергетических материалов и продукции**

1. Любое юридическое и физическое лицо несет ответственность в соответствии с законодательством за рациональное использование энергии, энергетических материалов и продукции, соблюдение правил использования энергетических ресурсов и недопущение отходов сверх нормы. Эта ответственность в той же мере относится к проектированию, монтажу и эксплуатации энергетических агрегатов и установок.

2. Соответствующий орган исполнительной власти определяет экономические, технические и организационные требования в области рационального использования энергии. Любая вновь сдаваемая в эксплуатацию энергетическая установка должна соответствовать этим требованиям. Соответствующий орган исполнительной власти имеет право принимать следующие решения по существующим энергетическим установкам:

- о предоставлении необходимого срока для приведения установок в соответствие с новыми требованиями или замены их новыми установками;

▪ о подлежащих выполнению мерах и предусмотренных законодательством санкциях по истечении указанного срока и при несоответствии установок новым требованиям.

3. Каждый потребитель производит плату за использованные энергетические материалы и продукцию на предоставленный распределителем счет. В связи с этим:

▪ распределитель должен снабдить каждую новую энергетическую установку, передающую энергию потребителю, индивидуальным счетчиком;

▪ потребитель, у которого отсутствует счетчик, имеет право требовать монтажа индивидуального счетчика. (Стоимость счетчика и расходы на его монтаж могут быть оплачены в соответствующей законодательству форме, в том числе в виде компенсаций к цене потребляемой энергии, устанавливаемой распределителем в течение одного года со дня выдачи сертификата; в этом случае счетчик переходит в собственность распределителя);

▪ соответствующий орган исполнительной власти принимает положения о технических требованиях, применяемых при монтаже счетчиков, правилах сертификации и проверки индивидуальных счетчиков расхода энергии.

#### **Статья 9. Обязанности по охране окружающей среды, безопасности и здоровья**

1. Каждое лицо, действующее в области энергетики, а также использующие энергетические материалы и продукцию, должно охранять окружающую среду от загрязнения.

Загрязнение окружающей среды ограничивается нормами и нормативами, соответствующими законодательству.

2. Расходы на подлежащие выполнению меры в области охраны окружающей среды, безопасности и здоровья, на проведение всех необходимых исследований и получение экспертных заключений оплачиваются предприятием, действующим в области энергетики.

3. При поступлении любого заявления по заключению энергетического договора или получению специального разрешения, соответствующий орган исполнительной власти назначает экспертизу, проводимую независимыми экспертами и определяющую уровень влияния на окружающую среду и его причины на территории, где будет осуществлена соответствующая деятельность. Все расходы по проведению этой экспертизы предварительно оплачиваются заявителем. Соответствующий орган исполнительной власти и заявитель могут оказать помощь в проведении экспертизы и вести свои исследования. Экспертное заключение об уровне влияния на окружающую среду и его причинах по согласию сторон может быть принято как основной утвердительный документ. Если физическим или юридическим лицом не будут представлены меры по устранению отрицательного влияния на

окружающую среду, соответствующие установленным нормам, то соответствующий орган исполнительной власти не даст специального разрешения на договор и энергетическую деятельность.

4. Если добыча, производство, распределение и заготовка энергетических материалов и продукции предприятием несут общегосударственное значение и исполнение этих работ другим путем невозможно, то соответствующий орган исполнительной власти вправе в установленном законодательством порядке освободить предприятие от соответствующих требований в течение переходного периода, продолжающегося не более пяти лет.

#### **Статья 10. Предоставление специального разрешения на деятельность в области энергетики**

1. Каждое физическое или юридическое лицо, желающее заниматься деятельностью в области энергетики, прежде чем начать деятельность, обязано в порядке, установленном законодательством, на основании энергетического договора или заявления получить специальное разрешение у соответствующего органа исполнительной власти.

2. При возникновении опасности определенного вредного влияния на окружающую среду или на жизнедеятельность и здоровье человека в результате деятельности энергетической установки или какого-либо действия, соответствующий орган исполнительной власти имеет право в установленном законодательством порядке применить меры, направленные на ограничение использования или на полную остановку этой энергетической установки.

3. Соответствующий орган исполнительной власти обеспечивает беспристрастное рассмотрение заявлений о получении специального разрешения.

4. Специальные разрешения в целях упрощения процессов их выдачи могут быть выданы нескольким видам или группам деятельности в области энергетики и (или) энергетических установок.

5. Любое физическое и юридическое лицо, при желании начать новую деятельность в области энергетики или основательно расширить существующую деятельность, обязано получить новое специальное разрешение. Это разрешение может быть выдано при условии использования современных технологий, повышающих уровень рационального использования, безопасности энергетических материалов и продукции, охраны здоровья и окружающей среды и одновременно не приводящих к необоснованным дополнительным расходам.

6. При несоответствии деятельности физического и юридического лица условиям, отраженным в специальном разрешении, выданное ему специальное разрешение может быть отозвано.

7. В связи с выдачей специального разрешения соответствующий орган исполнительной власти имеет следующие полномочия:

- принимать решения о требованиях, применяемых к физическим и юридическим лицам и энергетическим установкам, а также о правилах осуществления контроля и предоставления специальных разрешений;
- в случае отсутствия нормативных актов, принимать решения о применении международных нормативов и стандартов;
- в целях выполнения специальных требований включать в специальное разрешение соответствующие условия;
- отдавать распоряжения об осуществлении необходимых мер по недопущению аварий, а также по их устранению.

#### **Статья 11. Обязательства по возмещению причиняемого ущерба**

1. В случае смерти или телесного увечья человека или нанесения вреда окружающей среде, обусловленных влиянием энергетической установки, лицо, эксплуатирующее эту энергетическую установку (ее владелец), несет ответственность за возмещение нанесенного ущерба, его предотвращение, уменьшение и устранение. Эти положения применяются при монтаже, эксплуатации, техническом обслуживании энергетической установки.

2. До того как будет доказано, что владельцем установки является иное юридическое или физическое лицо и это лицо как владелец не исполнил свои обязанности, собственник энергетической установки считается владельцем установки.

3. Если причина нанесенного ущерба не связана с деятельностью владельца энергетической установки и невозможно предотвращение или устранение последствий этого ущерба (обстоятельства форс-мажора), он освобождается от обязанности возмещения нанесенного ущерба.

4. Если ущерб нанесен в результате совместной деятельности нескольких энергетических установок, то основной причиной нанесенного ущерба считается энергетическая установка, оказавшая на возникновение этого случая наибольшее влияние по времени, месту, среде и иным отличительным особенностям, и возмещение ущерба распределяется пропорционально нанесенному ущербу.

5. Если доказано, что основной причиной нанесенного ущерба является энергетическая установка, владелец этой установки обязан представить в соответствующий орган исполнительной власти, а также лицам, терпящим убыток, и владельцам других смежных энергетических установок необходимые сведения для определения ответственности за возмещение в соответствии с убытком.

6. Если отсутствует другое соглашение о возмещении, нанесенный ущерб возмещается деньгами. Сторона, терпящая убыток, имеет право потребовать предварительного возмещения.

7. В связи с возмещением убытка применяются соответствующие положения законодательства Азербайджанской Республики.

#### **Статья 12. Страхование**

1. В связи со случайным ущербом, который может быть нанесен окружающей среде, недрам земли, безопасности и здоровью людей, список видов деятельности и энергетических установок, страхование которых является обязательным, условия, взносы и сумма страхования регулируются законом. Обязанности, связанные со страхованием, могут предусматриваться в специальных разрешениях или условиях договоров по энергетике.

2. Владелец энергетической установки, включенной в список по требованию соответствующего органа исполнительной власти, в порядке, установленном законодательством, продолжает страхование энергетической установки и после завершения ее эксплуатации в течение срока сохранения опасности ее вредного влияния.

#### **Глава V. Энергетические договоры**

##### **Статья 13. Общие положения**

1. Энергетические договоры заключаются между соответствующим органом исполнительной власти и подрядчиком. Подрядчики имеют право осуществлять деятельность в соответствии со сроками и условиями, определяемыми положениями настоящего Закона и энергетическими договорами.

2. Энергетические договоры могут быть заключены при наличии у подрядчиков специального разрешения на основании их заявления путем тендера в порядке, установленном законодательством, или в особых случаях в результате проводимых переговоров на основании специальных правил, определяемых существующим законодательством.

3. Контроль над заключением и осуществлением энергетических договоров в соответствии с настоящим Законом осуществляет соответствующий орган исполнительной власти.

##### **Статья 14. Договоры по разведке**

1. Договоры по разведке должны четко и ясно определять правила представления в соответствующий орган исполнительной власти соответствующего энергетического материала и договорной территории, а также разрешаемых способов разведки и результатов разведки.

2. Если соответствующими законами не установлено иное, на подрядчика, заключающего договоры по разведке, указанные ниже права не распространяются:

- исключительное право на разведку в пределах договорной территории;
- право на разведочные работы на территориях заключаемых договоров по разработке, добыче и подземным хранилищам;
- преимущественное право на заключение договоров по разработке, добыче или иным целям.

3. Подрядчик в конце каждого исследования представляет в

соответствующий орган исполнительной власти все полученные данные и разъяснения о месторождениях, а также образцы и результаты съемок.

4. Предварительные сроки договора по разведке не должны быть более 2 лет со дня вступления договора в силу. Эти сроки с согласия сторон могут быть продлены до одного года.

#### **Статья 15. Договоры по разработке и добыче**

1. В соответствии с договором по разработке и добыче подрядчик имеет нижеуказанные права и обязанности, связанные с энергетическими материалами и продукцией, а также с договорной территорией:

- осуществлять разработку в соответствии с рабочей программой, согласованной договором;
- немедленно сообщать в соответствующий орган исполнительной власти о выявлении месторождений энергетических материалов и осуществлять необходимую оценку этого месторождения;
- представить в соответствующий орган исполнительной власти для согласования подробную рабочую программу по развитию и добыче каждого открытия, объявленного подрядчиком коммерческим открытием;
- передать всю договорную территорию в соответствующий орган исполнительной власти, за исключением территории объявленного коммерческого открытия;
- в соответствии с рабочей программой, согласованной перед началом работ с соответствующим органом исполнительной власти, в период развития и добычи коммерческого открытия добывать в соответствии с существующим законодательством первичные энергетические материалы, определяемые договором;
- построить все установки и главные энерготранспортные системы, намеченные в договоре или рабочей программе, и использовать их;
- добывать ресурсы и стать владельцем определенной части добываемых ресурсов в соответствии с положениями применяемых в этой области законодательных актов или с договором;

2. Деятельность подрядчика по разработке и добыче не должна приносить ущерба и его исключительные права не должны препятствовать ведению другими лицами разведочных работ в научных целях, размещению и использованию установок, не соответствующих целям договора по разработке и добыче энергетических материалов.

3. Подрядчик для перевозки принадлежащих ему энергетических материалов и продукции из договорной территории должен предоставить приоритет главным энерготранспортным средствам. Для подсоединения подрядчика к главным энерготранспортным системам должны быть созданы благоприятные условия и он должен пользоваться этими системами по условиям, касающимся третьих лиц. При отсутствии систем или невозможности пользования ими в условиях, удовлетворяющих

подрядчика, он имеет право за счет своих средств соорудить необходимые транспортные средства и эксплуатировать их. К этим установкам применяются положения энергетического договора, дополняющего рабочую программу на срок добычи. Когда расходы по таким транспортным системам несет только подрядчик, положения статьи 13 настоящего Закона не применяются.

4. Государство имеет преимущественное право на приобретение в целях удовлетворения национальных потребностей энергетических материалов и продукции по мировым рыночным ценам.

5. Сроки разработки, предусмотренные в энергетическом договоре по разработке и добыче, могут быть разделены на несколько периодов или в целом могут быть продлены на срок не более 8 лет со дня вступления договора в силу.

#### **Статья 16. Договоры по главным энерготранспортным системам**

1. В соответствии с условиями, положениями и рабочей программой договоров по главным энерготранспортным системам подрядчик имеет следующие права и обязанности:

- в целях транспортировки и передачи энергетических материалов и продукции по установленным маршрутам сооружать и эксплуатировать главные энерготранспортные системы;
- строить, монтировать и эксплуатировать дополнительные установки, в том числе хранилища, связанные с деятельностью, определенной энергетическим договором;
- стать владельцем соответствующего недвижимого имущества и передать право пользования им другому лицу;
- по требованию соответствующего органа исполнительной власти и в целях достижения «синергического» эффекта (эффект соединения сил), повышающего безопасность и уменьшающего транспортные расходы, не причиняя никакого ущерба договорной деятельности, координировать свою деятельность с главными энерготранспортными системами третьей стороны.

2. Договоры по главным энерготранспортным системам заключаются с учетом наличия конкуренции между средствами транспортировки и (или) между энергетическими материалами и продукцией. В случае возникновения существенных причин, затрудняющих поощрение инвестиции со стороны подрядчика, после возмещения расходов только по одному виду энергетических материалов и продукции и заключения договоров могут заключаться исключительные договоры по главным энерготранспортным системам. Если договор имеет исключительный характер, подрядчик в любое время должен обеспечить удовлетворение требования третьей стороны по транспортировке. В противном случае подрядчик теряет исключительное право по этим системам и не имеет права протестовать против заключения дополнительного договора по

главным системам транспортировки энергии.

3. Подрядчик договора, предусматривающего транспортировку принадлежащих третьей стороне энергетических материалов и продукции по главным энерготранспортным системам, должен удовлетворять следующие требования:

- определять цену и тарифы, а также коммерческие и технические условия транспортировки энергетических материалов и продукции;
- независимо от происхождения, пункта назначения или принадлежности энергетических материалов и продукции принимать заказ по их транспортировке, устанавливать цены по этим заказам, не допуская при этом дискриминаций, а также необоснованных задержек, ограничений и пошлин;
- предоставлять в целях транспортировки принадлежащие ему и неиспользуемые транспортные установки.

4. Подрядчик обязан предоставлять неиспользуемые транспортные мощности другой заинтересованной стороне для транспортировки энергетических материалов и продукции. Транспортировка энергетических материалов и продукции другой заинтересованной стороны не должна причинять ущерб транспортировке энергетических материалов и продукции подрядчика.

5. Пункт 2 статьи 15 настоящего Закона применяется соответственно к главным энерготранспортным системам. Более того, если государство или другой подрядчик разместит поблизости от главных энерготранспортных систем и будет использовать какие-либо установки, относящиеся к государственной инфраструктуре, которые не оказывают вредного влияния на договорную деятельность, подрядчик не имеет права возражать.

6. Главные энерготранспортные системы могут быть использованы для распределения энергии только на основе условий договоров, заключенных в соответствии со статьей 17 настоящего Закона.

7. Первоначальный срок договора по главным энерготранспортным системам не должен быть более 20 лет со дня вступления его в силу. По согласию сторон этот срок может быть продлен на 10 лет.

#### **Статья 17. Договоры по распределению энергии**

1. Подрядчик договора по распределению энергии имеет следующие права:

- распределять энергетическую продукцию, определяемую договором, всем потребителям в границах договорной территории и заготавливать ее;
- использовать права, предоставленные пунктом первым статьи 16 настоящего Закона;
- сооружать и эксплуатировать все установки, определяемые договором или необходимые для договорной деятельности.

2. В пределах договорной территории распределитель энергии несет

следующие обязанности:

- устанавливать цены и тарифы, а также общие условия подключения к энергораспределительным установкам;
- создавать возможности для своевременного подключения на договорной территории каждого заказчика на основании установленных цен, тарифов и условий и обеспечивать его энергией по договору;
- организовать приобретение и распределение определяемой договором энергетической продукции в нужном количестве и качестве для удовлетворения спроса потребителей, подключенных к сети распределителя, одновременно вместе с другими производителями, транспортировщиками и распределителями создавать «синергетический» эффект и использовать его.
- закупать в установленном объеме энергетическую продукцию, производимую промышленными предприятиями и потребителями сверх собственного потребления.

3. При отказе в особых случаях подрядчика подключить потребителя к своей сети, энергоснабжение таких потребителей, несмотря на наличие у подрядчика исключительных прав, может быть осуществлено другим предприятием, производящим, транспортирующим или распределяющим энергию. В таких случаях соответствующий орган исполнительной власти может принять решение об освобождении энергораспределителя от обязанностей подключать этого потребителя к своей сети и снабжать его энергией.

4. Пункты 2, 3, 4 и 6 статьи 16 настоящего Закона применяются в том же порядке при распределении энергии.

#### **Статья 18. Договоры по подземным хранилищам**

1. Подрядчик договора по подземным хранилищам имеет следующие права и обязанности:

- разработка в соответствующем порядке подземных геологических структур, пригодных для подземных хранилищ;
- сооружение в соответствующем порядке в границах договорной территории подземных хранилищ для хранения определенных энергетических материалов и продукции;
- сооружение и использование в соответствующем порядке всех подземных и наземных установок, необходимых для договорной деятельности;

2. Пункты 1, 2, 3, 5 статьи 15, пункты 3 и 6 статьи 16 настоящего Закона в том же порядке применяются к договорам по подземным хранилищам.

#### **Статья 19. Регистрация прав по энергетическим договорам**

1. Регистрация всех прав по видам деятельности, отмеченных в статье 5 настоящего Закона, осуществляется в установленном законодательством порядке соответствующим органом исполнительной власти.

2. Регистрация ведется при представлении заявления соответствующего правоносителя, а также утвержденного экземпляра договора или акта, составляющего основу этого права.

3. В регистрации отражаются виды соответствующих энергетических материалов и продукции, виды и сроки деятельности, исключительные права (если предоставлены), а также полное наименование и юридический адрес правоносителей и их официальных представителей.

#### **Статья 20. Спорные энергетические договоры, спорная деятельность**

1. При предоставлении определенным лицам исключительных прав по ряду энергетических договоров, где пересекаются виды и (или) сроки деятельности, договор, зарегистрированный позже других, теряет свою силу и считается не действительным.

2. При выходе работ по коммерческому открытию энергетических залежей или подземных хранилищ на территорию за пределами договорной территории, они осуществляются совместно с подрядчиками энергетических договоров по указанным территориям. При распространении залежей и подземных хранилищ на территорию другого действующего энергетического договора, соответствующий орган исполнительной власти, согласовав условия с подрядчиком (подрядчиками), может расширить площадь применения энергетического договора (договоров) по указанной территории или разрешить заключение нового энергетического договора по указанной территории.

3. Если в результате деятельности третьей стороны подрядчик не сумеет осуществлять договорную деятельность и не удастся напрямую достичь никакого согласия между подрядчиком и третьей стороной, то соответствующий орган исполнительной власти на основании обращения одной из сторон должен принять временное постановление о разрешении возникшего спора. При этом все претензии, включая претензии на возмещение ущерба, остаются в силе и могут быть разрешены в судебном порядке.

#### **Статья 21. Рабочая программа**

1. Подрядчик осуществляет договорную деятельность по рабочей программе, согласованной с соответствующим органом исполнительной власти.

2. Рабочая программа (программы) осуществляется по согласованию с привлеченными государственными или муниципальными органами с учетом требований главы 6 настоящего Закона.

3. Соответствие рабочей программы настоящему Закону, выполнение ее подрядчиком контролируются соответствующим органом исполнительной власти.

#### **Статья 22. Ценообразование, коммерческие и технические условия торговли**

1. Если законодательством не предусмотрено иное, на основании настоящего Закона подрядчики самостоятельны в согласовании с заказчиками цен, коммерческих и технических условий торговли.

2. Цены, тарифы и общие условия торговли, устанавливаемые распределителями энергии или иными подрядчиками, являющимися по энергетическому договору монополистами в области транспортировки, заготовки или хранения энергетических материалов или продукции, должны быть ориентированы на сокращение расходов и на рыночные цены. Они могут быть применены только при условии соответствия их целям государственной энергетической политики и условиям контроля в случаях злоупотребления подрядчиком своим монопольным положением, а также утверждения их соответствующим органом исполнительной власти. Они должны применяться без допущения дискриминации, необоснованной задержки или ограничения оплаты.

3. При применении к ценам государственных субсидий, они должны быть записаны на отдельном счете с указанием определенных условий и установленных сроков их выдачи.

#### **Статья 23. Передача энергетических договоров другим лицам**

1. Передача энергетических договоров другим лицам или заключение производного договора подрядчиком осуществляется по специальному разрешению соответствующего органа исполнительной власти и вступает в силу после регистрации.

2. При отсутствии специального разрешения ответственность за выполнение наследником обязательств подрядчика перед государством несет первоначальный подрядчик либо совместно с наследником, либо единолично.

#### **Статья 24. Срок действия энергетического договора и его продление**

1. Срок действия энергетического договора отражается в договоре и не должен превышать максимальный срок, установленный законом. Срок действия энергетического договора завершается по истечении указанного в нем времени.

2. Срок действия энергетического договора может продлеваться каждый раз по предложению подрядчика путем заключения договора между соответствующим органом исполнительной власти и подрядчиком на следующих условиях:

- при выполнении подрядчиком всех обязательств по энергетическому договору в течение первого срока;
- при согласовании плана работ по продлеваемому сроку с соответствующим органом исполнительной власти до завершения первоначального срока;



▪ при соответствии общего срока энергетического договора действующему законодательству.

3. Не допускается повторное продление срока действия энергетического договора, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 2 настоящей статьи, однако подрядчик имеет право участвовать в тендере по новому энергетическому договору, связанному с договорной территорией и видом деятельности по предыдущим энергетическим договорам.

### **Статья 25. Прекращение энергетического договора**

1. Энергетический договор может быть прекращен до завершения срока его действия только в соответствии с условиями самого энергетического договора или в следующих случаях:

- при обнаружении важных доводов, дающих основание для отказа от энергетического договора;
- при невыполнении подрядчиком своих обязательств;
- при неиспользовании подрядчиком в надлежащем порядке прав, предоставленных ему энергетическим договором.

2. Энергетический договор не может быть прекращен в следующих случаях:

- до получения подрядчиком от соответствующего органа исполнительной власти извещения о прекращении энергетического договора и истечения срока доказательства несоответствия деятельности подрядчика обязательствам по договору;
- если не исполнение подрядчиком обязательств находится вне сферы его влияния и отсутствует возможность предотвращения им этого обстоятельства или устранения его последствий (обстоятельства форс-мажор).

3. Если законодательством не предусмотрено иное, при прекращении энергетического договора сроки его действия завершаются с момента вступления в силу этого прекращения.

4. Энергетические договоры, заключенные на неопределенный срок, по желанию каждой стороны могут быть прекращены при соблюдении срока не менее двенадцати месяцев.

### **Статья 26. Утрата силы энергетического договора**

1. После утраты силы энергетического договора бывший подрядчик лишается права заниматься договорной деятельностью.

2. Если законодательством не предусмотрено иное, на основании требования соответствующего органа исполнительной власти бывший подрядчик должен передать безвозмездно государству или новому подрядчику смонтированное и иное оборудование, предусмотренное условиями договора и необходимое для него. Для исчисления амортизации фондов на время, превышающее сроки энергетического договора, и сокращения таким образом расходов подрядчика, в

энергетических договорах по главным системам транспортировки, распределению энергии и подземным хранилищам, в частности, могут быть предусмотрены экономически обоснованные платежи со стороны государства или нового подрядчика за не амортизированные полностью, однако приведенные в удовлетворительное рабочее состояние установки. Также платежи могут быть уточнены решениями соответствующего органа исполнительной власти и энергетическим договором. При несовпадении мнений такие платежи определяются на основании заключения независимых экспертов.

3. Бывший подрядчик должен в соответствии со статьями настоящего Закона осуществлять восстановительные работы по передаваемым государству или новому подрядчику установкам для предотвращения ущерба, который может быть нанесен ими окружающей среде.

### **Статья 27. Восстановительные работы**

1. В каждый энергетический договор должен быть включен план восстановления территории, пришедшей в негодное состояние в результате деятельности подрядчика. Подрядчик должен вести восстановительные работы до завершения энергетического договора.

2. При технической возможности подрядчик должен вести восстановление договорной территории, не нужной для дальнейшего использования в договорной деятельности, в приемлемые сроки. В энергетическом договоре может быть указан порядок исполнения подрядчиком этих обязательств.

3. Подрядчик должен систематически обновлять первоначальный план восстановления и приспособлять его к развитию договорной деятельности. Подрядчик должен утвердить последний план восстановления за год до завершения срока энергетического договора или в любое время, указанное в договоре. Этот план представляется соответствующему органу исполнительной власти. После слушания привлеченных сторон соответствующий орган исполнительной власти, для предотвращения ущерба окружающей среде, который может быть нанесен остающимися после бывшего подрядчика установками, или для достижения результатов, предусмотренных в первоначальном плане восстановления, может принять решение о внесении в последний план восстановительных работ необходимых изменений.

4. Если это не противоречит законодательству, бывший подрядчик может распоряжаться своим недвижимым имуществом только после проведения вышеуказанных восстановительных работ.

5. Соответствующий орган исполнительной власти может потребовать от подрядчика создания резервов, накапливаемых на специальном счете, или предоставления гарантии надежным банком по сумме, необходимой для исполнения подрядчиком указанных в настоящей статье обязательств в течение срока действия энергетического договора и после завершения этих сроков.

6. В целях финансирования восстановительных работ, которые не могут быть произведены подрядчиком, должен быть создан отдельный фонд. Часть уплаты подрядчиком взноса в указанный фонд и порядок использования средств этого фонда определяются соответствующим органом исполнительной власти.

7. Соответствующий орган исполнительной власти может принимать более подробные правила по восстановительным работам.

### **Статья 28. Запасы топлива**

1. Производители энергии в целях создания конкурентной среды в области снабжения топливом и повышения эффективности производства энергии имеют право самостоятельного выбора предприятий по снабжению топливом внутри и за пределами страны.

2. Топливо, приобретенное на основании договора, заключаемого между производителем и самостоятельно выбранным снабженцем топлива, доставляется производителю по главным энерготранспортным системам, являющимся объектами монополии, беспрепятственно, только при условии возмещения транспортных, таможенных и иных расходов в порядке, устанавливаемом законодательством.

3. В целях обеспечения надежности энергоснабжения на энергетических предприятиях создаются запасы топлива. Финансирование, создание, хранение, использование, объем и учет запасов топлива определяются соответствующим органом исполнительной власти Азербайджанской Республики.

## **Глава VI. Права на недвижимое имущество**

### **Статья 29. Предоставление прав на недвижимое имущество**

1. Настоящий Закон в соответствии с Земельным кодексом и Законом Азербайджанской Республики «О недрах» предоставляет подрядчику право пользования землей и недрами для осуществления деятельности в области энергетики.

2. Владелец земельного участка или пользователь земельным участком независимо от того, является ли он государственным или негосударственным предприятием, не имеет никаких полномочий предъявлять государству какие-либо претензии по поводу наличия установок подрядчика на залежах энергетических материалов или на этом земельном участке, в земле или под земельным участком на территории (включая внутренние воды Азербайджанской Республики и сектор Каспийского моря (озера), принадлежащий Азербайджанской Республике), где размещен этот земельный участок.

### **Статья 30. Преимущество пользования недвижимым имуществом, находящимся в общем пользовании**

1. При практической выгоды ограничения влияния видов деятельности в области энергетики на имущество, находящееся в общем пользовании, частная собственность третьей стороны не должна

подвергаться какому-либо влиянию и не может быть использована без ее согласия. Для осуществления этих видов деятельности государство или муниципалитеты в первую очередь должны предоставлять принадлежащие им и находящиеся в общем пользовании транспортные пути, земельные участки, или государство должно предложить собственнику с его согласия свои земли в форме компенсации за использование его собственности.

2. Определение маршрутов и планов создания главных энерготранспортных систем, энергораспределительных сетей до представления энергетического договора и во время его исполнения согласуется с соответствующим органом исполнительной власти.

3. В энергетический договор может быть включено положение о непосредственной выплате муниципалитету и (или) государству определенной части платы, вносимой подрядчиком.

### **Статья 31. Изменения при пользовании недвижимым имуществом и общественные интересы**

1. Изменение права собственности или пользования недвижимым имуществом в результате деятельности в области энергетики и в связи с этим условия возмещения компенсаций разрабатываются соответствующим органом исполнительной власти с учетом следующего:

- положений настоящего Закона;
- выполнения требований по охране окружающей среды, безопасности и технических требований;
- недопущения дискриминации в размещении установок или главных энерготранспортных систем в вышеуказанном недвижимом имуществе.

2. До представления энергетического договора право собственности и касающиеся его изменения должны быть опубликованы в печати и открыты для обсуждения общественности. После их опубликования в течение одного месяца проект должен быть переработан с учетом обоснованных уточнений, поступающих от граждан, государственных органов и муниципалитетов, и осуществлен их план.

### **Статья 32. Компенсации при использовании недвижимого имущества и изъятие его с возмещением**

1. Специальное разрешение на виды пользования землей по существующей деятельности в области энергетики предоставляется на основании соответствующих требований без компенсации.

2. Собственники, пользователи и лица, находящиеся по соседству с недвижимым имуществом, обязаны создавать возможности для своевременного возмещения указанных ниже видов компенсации, с тем чтобы осуществлять объявленные новые виды деятельности, вызывающие общественный интерес в области энергетики, а также все меры, принимаемые соответствующим органом исполнительной власти в соответствии с положениями настоящего Закона:





#### **Статья 4. Объекты регулирования отношений в области использования энергетических ресурсов**

Объектами правового регулирования настоящего Закона являются отношения, связанные с производством и использованием энергетических ресурсов, осуществлением научно-исследовательских и проектно-конструкторских разработок, информационного обеспечения в этой области, а также управлением и контролем за использованием энергетических ресурсов.

#### **Статья 5. Субъекты регулирования отношений в области использования энергетических ресурсов**

Субъектами правового регулирования отношений, связанных с использованием энергетических ресурсов являются юридические и физические лица Азербайджанской Республики, иностранные юридические и физические лица, иностранцы, а также лица без гражданства, действующие в Азербайджанской Республике.

#### **Статья 6. Государственные программы по эффективному использованию энергетических ресурсов**

Для проведения целенаправленной деятельности государства по организации и координации действий в области эффективного использования энергетических ресурсов разрабатываются и принимаются общегосударственные, местные и другие программы.

Порядок и условия разработки государственных программ по эффективному использованию энергетических ресурсов определяется соответствующим органом исполнительной власти Азербайджанской Республики.

#### **Статья 7. Научные исследования в области использования энергетических ресурсов**

Государство обеспечивает условия для проведения систематических комплексных исследований в области энергосбережения с целью создания научных основ новых энергосберегающих процессов и технологий, разработки высокоэффективных аппаратов и оборудования, рационального использования энергетических ресурсов.

### **Глава II. Основы государственного регулирования в области использования энергетических ресурсов**

#### **Статья 8. Основные направления государственного регулирования в области использования энергетических ресурсов**

Государственное регулирование в области использования энергетических ресурсов осуществляется по следующим основным направлениям:

- принятие концепции энергетической политики государства, государственных программ в области использования энергетических ресурсов, соответствующих нормативных правовых актов;

- осуществление комплексного управления в сфере энергосбережения, проведение инвестиционной и единой научно-технической политики по вопросам энергосбережения, координация деятельности министерств, компаний, концернов, предприятий, учреждений и организаций в этой области;

- организация нормирования, стандартизации, сертификации, метрологии, статистического учета в области использования энергетических ресурсов;

- государственная экспертиза по производству и использованию энергетических ресурсов;

- нормирование расхода энергетических ресурсов;

- установление соответствующих видов ответственности за нерациональное энергопотребление;

- формирование и применение соответствующего механизма финансово-экономического стимулирования энергосбережения;

- образование и определение порядка использования фонда рационального энергопотребления;

- образование и развитие машиностроительной и приборостроительной базы по производству энергосберегающих технологий и оборудования, а также приборов контроля;

- финансирование за счет бюджета целевых инвестиционных программ, льготное целевое кредитование проектов и программ по энергосбережению;

- осуществление плановых мероприятий в целях устранения кризисных ситуаций в энергоснабжении страны с предоставлением определенного преимущества региону, производящему энергетические ресурсы.

#### **Статья 9. Основные направления деятельности соответствующего органа исполнительной власти по использованию энергетических ресурсов**

Соответствующий орган исполнительной власти Азербайджанской Республики по использованию энергетических ресурсов:

- участвует в разработке и осуществлении государственной политики и программ по рациональному использованию энергетических ресурсов;

- координирует деятельность органов исполнительной власти и хозяйствующих субъектов в осуществлении политики рационального использования энергетических ресурсов;

- определяет направления финансирования энергосберегающих программ из средств фонда рационального энергопотребления, контролирует целевое использование предусмотренных бюджетных средств;

- осуществляет государственный контроль за рациональным использованием энергетических ресурсов;
- проводит экспертизы проектов вновь строящихся и реконструируемых объектов, а также действующих объектов на предмет рационального использования энергии;
- участвует в разработке государственных и отраслевых стандартов, норм и нормативов энергопотребления;
- осуществляет в установленном порядке международное сотрудничество в области энергоснабжения, изучение, обобщение и распространение передового опыта в этой области.

#### **Статья 10. Полномочия органов местного самоуправления в области использования энергетических ресурсов**

Полномочия органов местного самоуправления в области использования энергетических ресурсов устанавливаются Конституцией и законами Азербайджанской Республики.

### **Глава III. Экономические и финансовые механизмы использования энергетических ресурсов**

#### **Статья 11. Цель и задачи экономического механизма стимулирования рационального использования энергетических ресурсов**

Целью применения экономического механизма стимулирования рационального использования энергетических ресурсов является ускорение и расширение реализации энергосберегающего подхода к использованию энергетических ресурсов.

Задачами экономического механизма стимулирования рационального использования энергетических ресурсов являются достижение рационального использования и экономии энергетических ресурсов, организация создания и широкое распространение энергосберегающих технологических процессов и оборудования.

#### **Статья 12. Экономические меры по обеспечению рационального использования энергетических ресурсов**

Экономические меры по обеспечению рационального использования энергетических ресурсов предусматривают:

- применение экономических рычагов и стимулов для ориентации организационной, научно-технической и хозяйственной деятельности на рациональное использование энергетических ресурсов, в частности возобновляемых источников энергии (энергии ветра, солнца, волн и т. п.)
- определение основных направлений и источников финансирования рационального использования энергетических ресурсов;
- создание системы норм и государственных стандартов по удельным расходам энергетических ресурсов для энергоемких технологических процессов и видов продукции во всех отраслях экономики как базы для

применения экономических мер воздействия на процесс энергоснабжения;

- введение платы за нерациональное использование энергетических ресурсов в виде дифференцированных надбавок к действующим ценам и тарифам в зависимости от перерасхода энергетических ресурсов по сравнению с нормативами;
- предоставление субсидий, дотаций, налоговых, кредитных и иных льгот для стимулирования создания, внедрения и использования прогрессивных энергосберегающих технологий и оборудования;
- применение системы государственных тарифов и цен, обеспечивающей рациональное использование энергетических ресурсов.

Самостоятельные производители электрической и тепловой энергии, не входящие в государственную (региональную) систему энергоснабжения, имеют право на использование государственной (региональной) системы энергоснабжения для транспортировки производимой ими энергии. Системы энергоснабжения обязаны обеспечить прием энергии по ценам и на условиях, согласованных в соответствующем порядке.

#### **Статья 13. Источники финансирования мероприятий по рациональному использованию энергетических ресурсов**

Источниками финансирования мероприятий по рациональному использованию и экономии энергетических ресурсов являются фонд рационального энергопотребления, внутри республиканские и иностранные инвестиции, государственный бюджет, другие источники.

#### **Статья 14. Фонд рационального энергопотребления**

Для финансирования мер по рациональному использованию энергетических ресурсов создается внебюджетный государственный фонд рационального энергопотребления. Формирование указанного фонда осуществляется за счет средств, предусмотренных в тарифах и ценах энергетических ресурсов, плат за расточительное использование энергетических ресурсов и нарушение законодательства об использовании энергетических ресурсов, доходов от производственно-финансовой деятельности фонда, добровольных целевых взносов юридических и физических лиц и т. п.

Порядок расходования средств фонда рационального энергопотребления устанавливается соответствующим органом исполнительной власти Азербайджанской Республики.

#### **Статья 15. Основные направления расходования средств фонда рационального энергопотребления**

Основными направлениями расходования средств фонда рационального энергопотребления являются:

- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области энергосбережения;

- создание и внедрение энергосберегающих технологий и оборудования;
- долевое участие в создании новых объектов по использованию энергетических ресурсов;
- разработка и реализация программ и мероприятий по рациональному использованию энергетических ресурсов;
- использование возобновляемых источников энергии;
- проведение государственной энергетической экспертизы;
- подготовка и повышение квалификации кадров;
- предоставление субсидий для разработки энергетических стандартов, норм и нормативов;
- оснащение предприятий средствами учета, контроля и управления энергообеспечением;
- мероприятия по рациональному использованию и экономии энергетических ресурсов;
- поощрение за рационализаторские предложения и изобретения в области использования энергетических ресурсов.

#### **Статья 16. Дотации из фонда рационального энергопотребления**

Предприятиям-разработчикам энергосберегающих технологий и техники могут быть предоставлены из фонда рационального энергопотребления дотации для следующих работ:

- научно-исследовательские, опытно-конструкторские работы;
- производство опытных партий современного оборудования и строительно-монтажные работы в этой области;
- использование вторичных энергоресурсов;
- проведение экспертизы и энергетического прогнозирования использования возобновляемых источников энергии;
- оснащение объектов приборами учета и контроля энергообеспечения;
- эффективное теплоснабжение населения и другие работы.

Юридическим и физическим лицам также могут быть предоставлены из фонда дотации для осуществления мероприятий по рациональному использованию энергетических ресурсов.

#### **Статья 17. Оплата иностранных инвестиций, привлеченных на рациональное использование энергетических ресурсов**

Источниками оплаты иностранных инвестиций, привлеченных на осуществление крупных энергоемких проектов государственного значения (электростанции, нефтеперерабатывающие, химические, металлургические заводы и т. д.), направленных на рациональное использование энергетических ресурсов на территории Азербайджанской Республики, являются сбереженные в результате осуществления этих

проектов энергетические ресурсы. Количество сбереженных энергетических ресурсов утверждает соответствующий орган исполнительной власти.

#### **Статья 18. Плата за нерациональное использование энергетических ресурсов**

При расходовании энергоносителей выше показателей, определяемых на основе норм и стандартов, устанавливается повышенная плата за перерасход энергетических ресурсов. Эта плата устанавливается для каждого энергоносителя в процентах по отношению к величине действующей цены или тарифа по прогрессивной шкале в зависимости от объема перерасхода энергетических ресурсов.

Порядок определения и внесения платы за нерациональное использование энергетических ресурсов устанавливается соответствующим органом исполнительной власти Азербайджанской Республики.

#### **Глава IV. Стандартизация, сертификация и нормирование в области использования энергетических ресурсов**

##### **Статья 19. Стандартизация в области использования энергетических ресурсов**

Стандартизация в области использования энергетических ресурсов предусматривает создание комплекса обязательных норм, правил и требований в этой области.

Государственные энергетические стандарты устанавливают термины и определения основных понятий в области использования энергетических ресурсов, организационно-методические основы, удельные расходы энергетических ресурсов, методы определения потребности в энергии, методы сертификации по энергопотреблению, методы сбора и обработки информации о расходах энергетических ресурсов, требования к энергосберегающим технологиям и сооружениям, требования к вторичным энергоресурсам и возобновляемым источникам энергии.

##### **Статья 20. Предметы и объекты стандартизации, государственного надзора за соблюдением стандартов**

Предметами стандартизации являются номенклатура и значения показателей энергопотребления продукцией, технологическими процессами и услугами (при экономических, экологических и иных ограничениях), методы обеспечения и оценки такого потребления, а также технические и организационно-методические аспекты стандартизации.

Объектами стандартизации являются технологические процессы и оборудование, расходующие энергетические ресурсы или преобразующие один вид энергии в другой.

Государственный надзор за соблюдением стандартов энергопотребления осуществляется в соответствии с Законом Азербайджанской Республики

«О стандартизации».

**Статья 21. Сертификация продукции в области рационального использования энергетических ресурсов**

Сертификацией в области использования энергетических ресурсов является подтверждение соответствия продукции, технологических процессов, услуг, энергопотребления показателям, установленным в государственных стандартах или других нормативных документах по стандартизации.

Энергопотребляющая продукция (работы, услуги) любого назначения, а также энергетические ресурсы подлежат обязательной сертификации на соответствие показателям энергоэффективности. Обязательная сертификация осуществляется в соответствии с законодательством Азербайджанской Республики.

Предприятия, выпускающие продукцию с показателями энергетической эффективности, превышающими нормативы, установленные в государственных стандартах, получают право на льготы из фонда рационального энергопотребления.

**Статья 22. Нормативная база рационального энергопотребления**

Нормативную базу рационального энергопотребления составляют нормы и нормативы расхода энергии на технологические процессы, оборудование, установки, электробытовые приборы и продукцию (работы и услуги).

Нормативы энергопотребления устанавливаются в государственных стандартах. Указанные нормативы определяются расчетами или экспериментами.

Нормативы энергопотребления, установленные в государственных стандартах, действительны в течение срока действия государственного стандарта и других нормативных документов по стандартизации.

Нормативы энергопотребления устанавливаются в государственных стандартах и других нормативных документах по стандартизации для всего срока службы прибора, технологического оборудования и (или) технологического процесса.

Нормативы энергопотребления, устанавливаемые в государственных стандартах, являются обязательными для всех учреждений и предприятий независимо от форм собственности и организационно-правовых форм.

Нормативы, устанавливаемые в других нормативных документах по стандартизации, носят рекомендательный характер, не должны противоречить государственным стандартам.

Нормативы энергопотребления в обязательном порядке включаются в технические паспорта, ремонтные карты, технологические инструкции по эксплуатации и использованию объектов, производящих и потребляющих

энергию. Нормативы расхода тепла на отопление зданий и сооружений устанавливаются в строительных нормах и правилах.

Через каждые 5 лет нормативы энергопотребления, установленные в стандартах, строительных нормах и правилах, подлежат пересмотру. При этом определяется соответствие норматива его первичному уровню и устанавливаются, при необходимости, его новые значения.

Контроль за соблюдением нормативов расхода энергетических ресурсов осуществляется в порядке, установленном законодательством Азербайджанской Республики.

**Глава V. Государственная энергетическая экспертиза**

**Статья 23. Основные задачи государственной энергетической экспертизы**

Проведение государственной энергетической экспертизы обязательно в процессе инвестиционной, управленческой, хозяйственной и иной деятельности, связанной с производством (добычей), переработкой, транспортировкой, хранением, использованием, реализацией и вторичным использованием энергетических ресурсов.

Государственная энергетическая экспертиза:

- определяет соответствие управленческой, хозяйственной, инвестиционной и иной деятельности, связанной с использованием энергетических ресурсов, требованиям энергосбережения;
- устанавливает соответствие планов, проектов и других решений по энергоемким объектам требованиям законодательства об использовании энергетических ресурсов, действующим энергетическим стандартам и нормам;
- обеспечивает оценку мероприятий по энергопотреблению и энергоснабжению, выдачу соответствующих экспертных решений и заключений.

К проведению экспертизы по использованию энергетических ресурсов могут привлекаться представители соответствующих органов исполнительной власти, проектно-конструкторских, научно-исследовательских и других организаций, высших учебных заведений, общественности, международных организаций.

**Статья 24. Объекты государственной энергетической экспертизы**

Объектами государственной энергетической экспертизы являются:

- проекты схем развития и размещения производительных сил, а также схем энергоснабжения районов и населенных пунктов;
- энерготехнологическая часть технико-экономических обоснований и проектов строительства новых и расширения (модернизации, технического переоборудования, реконструкции) действующих объектов и предприятий с годовым потреблением энергетических ресурсов в тысячу и более тонн в перерасчете на условное топливо;



- проекты инструктивно-методических и нормативно-технических актов, строительные нормы и правила, документация на создание новой энергоемкой техники, технологии и материалов, другие документы и материалы, регламентирующие деятельность в сфере энергоснабжения;
- энергетическое хозяйство предприятий и организаций с годовым потреблением энергетических ресурсов в тысячу и более тонн в перерасчете на условное топливо.

Порядок проведения государственной энергетической экспертизы определяется соответствующим органом исполнительной власти Азербайджанской Республики.

Право на проведение энергетической экспертизы, а также право беспрепятственного доступа на соответствующие объекты имеют физические и юридические лица, имеющие сертификат, выдаваемый соответствующим органом исполнительной власти по использованию энергетических ресурсов.

#### **Статья 25. Обязательность исполнения заключений государственной энергетической экспертизы**

Заключения государственной энергетической экспертизы обязательны для исполнения.

Отрицательное заключение государственной энергетической экспертизы является основанием для пересмотра в соответствии с таким заключением мероприятий по энергопотреблению и энергосбережению.

Положительное заключение экспертизы является основанием для предоставления потребителям энергетических ресурсов дотаций и льгот, предусмотренных настоящим Законом.

Реализация энергоемких программ, проектов и решений без заключения государственной энергетической экспертизы не допускается.

Спорные вопросы, вытекающие из заключений государственной энергетической экспертизы, разрешаются в соответствии с действующим законодательством.

### **Глава VI. Учет, отчетность и государственный надзор в области использования энергетических ресурсов**

#### **Статья 26. Учет использования энергетических ресурсов**

Энергетические ресурсы, используемые предприятиями, учреждениями и организациями независимо от форм собственности и организационно-правовых форм подлежат обязательному учету.

Ответственность за достоверность учета использования энергетических ресурсов несут руководители предприятий, учреждений и организаций.

Учет использования энергетических ресурсов осуществляется в соответствии с нормами и стандартами точности измерений и приборов.

В проектах строительства объектов должны предусматриваться установка соответствующих приборов для учета использования энергетических

ресурсов, создание систем учета и регулирования расхода энергоресурсов; ввод в эксплуатацию новых объектов без указанных приборов и систем не допускается.

Действующие промышленные объекты и общественные здания должны быть оснащены приборами учета и регулирования расхода энергоресурсов. Правила оснащения потребителей энергетических ресурсов приборами учета расхода энергоресурсов, аттестации, установки указанных приборов определяются соответствующим органом исполнительной власти Азербайджанской Республики.

#### **Статья 27. Статистическая отчетность об использовании энергетических ресурсов**

Предприятия, учреждения и организации с годовым потреблением энергетических ресурсов в тысячу и более тонн в перерасчете на условное топливо в порядке, установленном законодательством, представляют государственным органам по статистике государственную статистическую отчетность о размере и структуре энергоносителей и показателей эффективности их использования.

#### **Статья 28. Государственный энергетический надзор**

Государственный надзор за использованием энергетических ресурсов в Азербайджанской Республике, соблюдением норм законодательства в этой сфере организуется и осуществляется соответствующим органом исполнительной власти по использованию энергетических ресурсов.

Решения, принятые соответствующим органом исполнительной власти по использованию энергетических ресурсов в пределах полномочий, предоставленных ему законодательством, являются обязательными для исполнения всеми энергопроизводящими и энергоиспользующими субъектами.

#### **Статья 29. Ответственность за нарушение законодательства об использовании энергетических ресурсов**

Нарушение законодательства об использовании энергетических ресурсов влечет ответственность, установленную настоящим Законом и принимаемыми в соответствии с ним другими нормативными правовыми актами.

Нарушениями законодательства об использовании энергетических ресурсов в основном являются:

- невыполнение установленных требований по поддержанию и повышению технического уровня энергопотребляющего оборудования и систем энергосбережения;
- искажение сведений учета и отчетности, несвоевременное представление информации по энергопотреблению;
- нарушение требований проведения государственной энергетической экспертизы, а также предоставление заведомо ложных экспертных заключений;

- финансирование создания и внедрение в производство новой технологии и оборудования, не отвечающих требованиям энергетических стандартов и не имеющих заключения государственной энергетической экспертизы;
- нарушение установленных требований энергосбережения при проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию предприятий, сооружений, транспортных средств и других объектов;
- систематически бесхозяйственное использование энергетических ресурсов и нарушение других технических требований;
- нарушение сроков внесения платежей за нерациональное использование энергетических ресурсов;
- допущение прямых потерь предприятиями, учреждениями и организациями, потребляющими энергетические ресурсы;
- потребление энергетических ресурсов без приборов измерения;
- не обеспечение необходимого уровня использования имеющихся вторичных энергоресурсов по сравнению с нормами государственных стандартов.

Если качественные показатели энергетических ресурсов отличаются от предусмотренных государственными и отраслевыми стандартами, то ущерб, нанесенный потребителям, возмещается производителем энергетических ресурсов.

Меры ответственности за нарушение законодательства об использовании энергетических ресурсов применяются соответствующим органом исполнительной власти по использованию энергетических ресурсов.

## **Глава VII. Международное сотрудничество в области использования энергетических ресурсов**

### **Статья 30. Международное сотрудничество**

Азербайджанская Республика участвует в международном сотрудничестве в области рационального использования энергетических ресурсов в соответствии с законодательством Азербайджанской Республики и нормами международного права.

Основными направлениями международного сотрудничества в области рационального использования энергетических ресурсов являются:

- взаимный обмен энергоэффективными технологиями с иностранными и международными организациями;
- участие Азербайджанской Республики, азербайджанских организаций в международных мероприятиях в области рационального использования энергетических ресурсов;
- согласование показателей энергоэффективности, предусмотренных государственными стандартами Азербайджанской Республики, с требованиями международных стандартов, взаимное признание результатов сертификации.

Если международным договором Азербайджанской Республики установлены иные правила, чем предусмотренные настоящим Законом, то применяются правила международного договора.

### **Статья 31. Иностранные инвестиции**

Иностранные инвесторы, инвестирующие передовую зарубежную технику и технологию, материальные и финансовые ресурсы с целью повышения энергоэффективности на территории Азербайджанской Республики, осуществляют свою деятельность в соответствии с настоящим Законом, нормами законодательства о защите иностранных инвестиций и деятельности в этой области, другими нормативными правовыми актами и несут ответственность за их нарушение в порядке, установленном законодательством Азербайджанской Республики.

## **Глава VIII. Образование и подготовка кадров в области использования энергетических ресурсов**

### **Статья 32. Обязательность образования в области рационального использования энергетических ресурсов**

В программах по обучению и подготовки специалистов в области энергетики должны быть предусмотрены основы рационального использования энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых и других источников энергии.

### **Статья 33. Финансирование программ совершенствования учебных и профессиональных знаний**

Совершенствование профессиональной подготовки работников, отвечающих за энергообеспечение предприятий, учреждений и организаций, разработка и реализация учебных программ, проведение семинаров и конференций и другие мероприятия финансируются за счет средств фонда рационального энергопотребления.

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев  
г. Баку, 30 мая 1996 г*

## **4.3.3. Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике»**

### **Глава I. Общие положения**

#### **Статья 1. Основные понятия**

В настоящем Законе используются основные понятия в следующих значениях:

**электроэнергетика** - отрасль хозяйства, занимающаяся выработкой, транспортировкой и распределением электрической и тепловой энергии;

**предприятие энергоснабжения** - юридическое лицо, гарантирующее снабжение населения и других потребителей энергией на основе специального разрешения;

**электроэнергетическая система** - объединение электрических станций, подстанций, линий электропередачи, связанных между собой

единым технологическим процессом выработки, транспортировки и распределения электрической и тепловой энергии, и их учреждений (систем) управления;

**электрические установки** - оборудование и относящиеся к нему сооружения, требующиеся для выработки, передачи и распределения электрической энергии;

**районные тепловые установки** - техническое оборудование и относящиеся к нему сооружения, требующиеся для производства, передачи и распределения горячей воды, пара и других теплоносителей в пределах определенной территории.

### **Статья 2. Область применения и назначение Закона**

Настоящий Закон определяет правовые основы выработки, транспортировки, распределения, купли-продажи и потребления электрической и тепловой энергии. Основное назначение настоящего Закона - обеспечить рациональное использование энергетических ресурсов и социально-экономическую целесообразность выработки энергии, проявляя заботу об окружающей среде, и доставки ее на энергетический рынок с учетом интересов потребителей.

### **Статья 3. Субъекты снабжения электрической и тепловой энергией**

Субъектами снабжения электрической и тепловой энергией являются:

- государственное электроэнергетическое предприятие - единая государственная электроэнергетическая система;
- предприятия энергоснабжения;
- самостоятельные производители энергии - юридические лица, имеющие полную экономическую и организационную самостоятельность и не подчиняющиеся единой государственной электроэнергетической системе;
- потребители энергии.

Государственное электроэнергетическое предприятие включает управляемые из единого центра передаточные электрические сети высокого напряжения (свыше 110 киловольт), диспетчерско-управляющие средства, подчиненные данному предприятию производителей энергии. Предприятие на основе договоров покупает у производителей энергию и транспортирует ее посредством своих сетей, ведет операции по обмену энергией с зарубежными странами.

Предприятие энергоснабжения, как юридическое лицо, покупает на основе договоров электрическую и тепловую энергию у государственного электроэнергетического предприятия и производителей и продает ее потребителям с согласованием соответствующих технических и экономических условий.

Самостоятельные энергопроизводители, принадлежащие государству, различным отраслям хозяйства и частным организациям, снабжают

потребителей электрической и тепловой энергией по своим энергосетям, а также посредством государственного электроэнергетического предприятия и (или) предприятий энергоснабжения в соответствии с законодательством Азербайджанской Республики экспортируют избыточную часть произведенной ими энергии.

Предприятия энергоснабжения и самостоятельные производители энергии могут иметь любую форму собственности.

### **Статья 4. Управление и государственный контроль в области электрической и тепловой энергии**

Соответствующие органы исполнительной власти несут ответственность за:

- выдачу специального разрешения на выработку, передачу, распределение и продажу электрической и тепловой энергии;
- заключение договоров, дающих право в пределах определенной территории на транспортировку и распределение электрической и тепловой энергии
- регулирование цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию;
- демополизацию деятельности по выработке электрической и тепловой энергии;
- выдачу специального разрешения на осуществление операций по экспорту и импорту электрической энергии;
- ведение государственного контроля за эффективным, безопасным и надежным производством, транспортировкой, распределением и потреблением энергии;
- определение общих правил и стандартов по выработке, передаче, продаже, распределению электрической и тепловой энергии, а также по безопасному, надежному строительству электрических и тепловых установок, за ведение контроля за соблюдением указанных общих правил и стандартов.

### **Глава II. Специальное разрешение на деятельность в области электрической и тепловой энергии**

#### **Статья 5. Специальное разрешение**

Виды деятельности по выработке, транспортировке и распределению энергии осуществляются на основе специального разрешения.

Специальное разрешение выдается юридическим и физическим лицам независимо от формы собственности в порядке, установленном законодательством, путем проведения тендера (конкурса). В исключительных случаях специальное разрешение может быть выдано решением соответствующего органа исполнительной власти и без проведения тендера (конкурса). Специальное разрешение, связанное с деятельностью в области электрической и тепловой энергии, выдается соответствующим исполнительным органом власти Азербайджанской Республики на основе

обращения любой заинтересованной стороны. В обращении отражаются:

- описание основных показателей предусмотренной деятельности;
- документы о соответствующей квалификации обращающегося лица и его работников;
- справка о соблюдении социально-технической безопасности;
- документы о правилах охраны здоровья и безопасности людей, занимающихся деятельностью.

После выполнения основных требований специальное разрешение в порядке исключения может быть выдано соответствующим органом исполнительной власти и условно. Лица, владеющие специальным разрешением, в указанном случае также выполняют свои обязанности, руководствуясь настоящим Законом и другими законодательными актами.

#### **Статья 6. Специальное разрешение на строительство, создание и сдачу в эксплуатацию новых электрических установок**

Установки высокого напряжения, вырабатывающие, передающие и распределяющие электрическую энергию, не могут быть построены и сданы в эксплуатацию без заранее полученного специального разрешения.

Для получения специального разрешения соответствующему органу исполнительной власти представляются предпроектные обоснования и проекты новых электроустановок. Монтаж, пуск и эксплуатация электрических и тепловых установок должны постоянно отвечать соответствующим требованиям и техническим стандартам.

#### **Статья 7. Требования для получения специального разрешения**

Для получения специального разрешения требуются:

- эффективное удовлетворение потребностей (количественно) в электрической и тепловой энергии;
- обеспечение экономии и эффективного снабжения энергией в пределах района;
- предотвращение возможностей нанесения ущерба окружающей среде, историческим и культурным памятникам.

Для реализации полномочий, указанных в настоящей статье, лицо, получившее специальное разрешение, обеспечивает получение необходимой информации технического и финансового характера. В случае возникновения потребности в защите общественных и индивидуальных интересов специальное разрешение может быть дополнено и другими требованиями.

#### **Статья 8. Требования, предъявляемые к распределению электрической и тепловой энергии**

Между соответствующим органом исполнительной власти и будущим снабжающим (распределяющим) органом заключается договор на распределение электрической и тепловой энергии между потребителями.

Договоры на распределение энергии заключаются на определенный ограниченный срок, но не более чем на 30 лет.

Лицо, получившее специальное разрешение на основе договоров по распределению энергии, имеет следующие права:

- обеспечивать потребителей электрической и тепловой энергией в пределах участка (территории), предусмотренного договором;
- транспортировать электрическую и тепловую энергию;
- осуществлять строительство и эксплуатацию всех установок, предусмотренных в специальном разрешении и требуемых для осуществления специальной деятельности.

Обязанности распределителя энергии в пределах участка (территории) отведенного для специально разрешенной деятельности:

- устанавливать цены и тарифы на отпускаемую им энергию в соответствии с государственным регулированием, а также определять общие условия подключения потребителя к энергетическим установкам для распределения энергии;
- подключать потребителей по их требованию к энергетическим установкам участка (территории), предусмотренного договором, и снабжать их энергией на основе согласованных цен, тарифов и условий;
- в целях регулярного количественного и качественного удовлетворения потребностей потребителей на энергию, подключенных к сети распределения, осуществлять все меры, направленные на выработку, получение и передачу электрической и тепловой энергии;
- покупать на основе правил, установленных соответствующим органом исполнительной власти, электрическую и тепловую энергию, выработанную сверх собственных потребностей отраслями промышленности и потребителями.

Если потребитель вырабатывает электрическую энергию сам или распределяющий орган по явным экономическим причинам (если получает заказ на передачу небольшого количества энергии на сравнительно протяженное расстояние, требующее больших затрат, и не может быстро подключить потребителей того участка к сети) отказывается подключить потребителя к сети, эти потребители могут быть снабжены другими предприятиями, вырабатывающими, транспортирующими и распределяющими энергию.

Соответствующий орган исполнительной власти устанавливает правила снабжения района энергией. Если большая часть поступающей в район энергии вырабатывается своими промышленными предприятиями,

установками, производящими совместно (комбинированно) тепловую и электрическую энергию, и возобновляемыми источниками энергии (ветер, солнце и др.) сверх своих нужд, то в данных правилах предусматриваются государственные льготы.

Установка, распределяющая электрическую и тепловую энергию, работает на основе договора на распределение и не может быть ликвидирована без разрешения соответствующего органа исполнительной власти.

#### **Статья 9. Специальное разрешение на энергоснабжение по районам (территориям)**

Строительство, эксплуатация установки по выработке электрической и тепловой энергии, а также энергоснабжение осуществляются в пределах определенного района (территории) на основе специального разрешения, выданного соответствующим органом исполнительной власти одному или нескольким юридическим и физическим лицам.

#### **Статья 10. Цены (тарифы) на электрическую и тепловую энергию**

Цены (тарифы) на электрическую и тепловую энергию регулируются государством.

Виды цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию:

- закупочная цена (тариф) производителя электрической и тепловой энергии;
- оптовая цена (тариф) на электрическую и тепловую энергию;
- розничная цена (тариф) на электрическую и тепловую энергию (продаваемой потребителям)
- импортно-экспортная цена (тариф) на электрическую энергию.

Цены (тарифы) на электрическую и тепловую энергию, полностью покрывая расходы предприятий на выработку, транспортировку и распределение энергии, должны обеспечивать прибыльную работу предприятий и развитие электроэнергетики в условиях естественного роста потребностей на энергию в стране.

Цена тепловой энергии в данном районе (территории) не может превышать цену на тепловую энергию, полученную за счет электрической энергии.

Распределяющий орган должен регулярно представлять в соответствующий орган исполнительной власти отчет об установленных ценах и условиях.

#### **Статья 11. Договорные отношения в электроэнергетике**

Покупка и продажа, обмен электрической и тепловой энергией осуществляются на основе договоров. Договоры, составляемые в соответствии с "Правилами использования электрической и тепловой энергии", должны отражать:

- цены на электрическую и тепловую энергию, объем, режим снабжения;
- условия подключения к сети и отключения от сети;
- качество энергии (напряжение, частота и надежность);
- категорию потребителя;
- условия возмещения убытков в результате аварийных ситуаций и низкого качества энергии, за исключением стихийных бедствий и других форс-мажорных обстоятельств;
- установление границ потребитель-снабженец.

Если потребитель откажется от потребления энергии до истечения срока, предусмотренного в договоре, снабженец имеет право требовать полного покрытия расходов, связанных с договором. Споры, возникающие во время купли-продажи энергии, рассматриваются в порядке, предусмотренном законодательством.

### **Глава III. Использование природных ресурсов в области электроэнергетики**

#### **Статья 12. Пользование земельными участками**

Земельные участки для размещения объектов электроэнергетики отводятся в порядке, предусмотренном законодательством Азербайджанской Республики.

В целях обеспечения безопасности окружающей среды и населения на территории, где размещены объекты электроэнергетики, на основе законодательства Азербайджанской Республики определяются защитные зоны. В защитных зонах могут быть произведены хозяйственные работы, не запрещенные законодательством Азербайджанской Республики.

#### **Статья 13. Пользование водными ресурсами**

Пользование водными ресурсами искусственных и естественных водоемов, электростанциями и другими предприятиями согласуется с соответствующими организациями и осуществляется с соблюдением режима, установленного соответствующим органом исполнительной власти.

#### **Статья 14. Охрана окружающей среды**

Предприятия электроэнергетики соблюдают государственные стандарты, несут ответственность за их нарушение и осуществляют технические и организационные мероприятия, направленные на смягчение вредных воздействий на окружающую среду.

### **Глава IV. Потребители электрической и тепловой энергии**

#### **Статья 15. Права потребителей электрической и тепловой энергии**

Потребители получают электрическую и тепловую энергию на основе заключенных договоров. Для подключения потребителя электрической и тепловой энергии (за исключением населения) к сети энергоснабжения

или для получения дополнительной энергии (мощности) может возникнуть потребность в новом сооружении (установке) и приобретении оборудования. В этом случае потребитель участвует в покрытии расходов, требуемых для сооружения (установки) и приобретения оборудования. Расходы могут быть распределены пропорционально между заказчиками новых силовых сооружений. Потребители имеют право выбирать органы снабжения энергией независимо от территории их размещения. В этом случае органы снабжения участвуют в покрытии расходов по передаче энергии.

**Статья 16. Требования, предъявляемые к техническому уровню энергопринимающего оборудования**

Производители должны обеспечить соответствие технического уровня энергоприемников государственным стандартам. В соответствии с техническими условиями подключения к сети потребители несут ответственность за установку, исправность и неприкосновенность контрольно-измерительных приборов.

**Статья 17. Импорт и экспорт электрической энергии**

Импорт и экспорт электрической энергии осуществляются на основе соответствующих законодательных актов Азербайджанской Республики.

При отсутствии специального разрешения импорт и экспорт энергии осуществляются только государством.

В случае, когда импорт и экспорт энергии не противоречат общественным интересам, должно быть выдано специальное разрешение на ее импорт и экспорт.

**Глава V. Управление в области электроэнергетики и ограничение права собственности**

**Статья 18. Оперативное (практическое) управление в системе электроэнергетики**

Оперативное управление процессами выработки, транспортировки и распределения энергии в электрических системах осуществляется технологическо-диспетчерской службой, находящейся как в централизованном управлении, так и в управлении на местном уровне. Технологическое управление процессом выработки и распределения электроэнергии на местном уровне осуществляют предприятия энергоснабжения.

В периоды устранения аварий в процессе выработки, транспортировки и распределения энергии запрещается вмешательство государственных органов и местных органов самоуправления, политических партий, общественных объединений, профсоюзных организаций в оперативно-управленческие операции.

**Статья 19. Центральные и местные диспетчерские службы**

Центральная диспетчерская служба несет ответственность за стабильную работу государственных предприятий электроэнергетики, предотвра-

щение и устранение аварийных ситуаций, создающих угрозу для энергоснабжения.

Центральная диспетчерская служба обеспечивает режим работы электростанций и электросетей высокого напряжения, оперативно (практически) подчиненных государственному предприятию электроэнергетики, а также остановку оборудования на ремонт и параллельную работу с электроэнергетическими предприятиями других государств.

Местная диспетчерская служба отвечает за безопасную, надежную и эффективную работу электрической сети, находящейся на управляемой им территории. Деятельность центральной и местной диспетчерской служб регулируется специальной инструкцией.

**Статья 20. Ограничение права собственности**

Отчуждение оборудования для покрытия затрат государства или общественных затрат на развитие электроэнергетики допускается только при условии предварительной справедливой оплаты его стоимости. Отчуждение оборудования в связи с развитием электроэнергетики, ограничение пользования оборудованием, а также предоставление преимуществ в использовании государственной и муниципальной собственности осуществляются в порядке, предусмотренном законами Азербайджанской Республики.

**Глава VI. Развитие электроэнергетики**

**Статья 21. Программа развития и финансирование электроэнергетики**

Программа развития электроэнергетики отражает все стратегические объекты данной отрасли, их правовое и финансовое обеспечение.

Проекты программы развития электроэнергетики финансируются за счет средств государственного бюджета Азербайджанской Республики, фонда эффективного использования энергетических ресурсов, юридических и физических лиц, в том числе иностранных инвестиций. Программа уточняется через каждые пять лет соответствующим органом исполнительной власти как важная часть государственной энергетической стратегии в порядке, установленном законодательством.

**Статья 22. Конкурс на проекты строительства, расширения и реконструкции объектов электроэнергетики**

Конкурс на проекты строительства, расширения и реконструкции объектов электроэнергетики проводится в соответствии с Законом Азербайджанской Республики "О тендере". Проекты строительства, расширения и реконструкции объектов представляются на конкурс с их технико-экономическим обоснованием.

Отбор проектов производится в соответствии с государственной энергетической стратегией с учетом требований эффективности, надежности и безопасности, а также норм по охране окружающей среды и

рациональному использованию энергетических ресурсов.

## **Глава VII. Безопасность, охрана и защита объектов в электроэнергетике**

### **Статья 23. Требования безопасности в электроэнергетике**

Производители и потребители электрической энергии при ведении работ по строительству, монтажу, регулированию, эксплуатации и ремонту должны соблюдать “Правила технической безопасности при эксплуатации электрических установок”, нести предусмотренную законодательством ответственность за нарушение этих правил и осуществлять технические, организационные и другие мероприятия, направленные на ослабление вредного и угрожающего влияния на работников установок, находящихся в эксплуатации.

### **Статья 24. Охрана и защита объектов электроэнергетики**

В Азербайджанской Республике гарантируются охрана и защита объектов электроэнергетики. Правила охраны и защиты электротехнических объектов определяются соответствующим органом исполнительной власти Азербайджанской Республики.

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев  
город Баку, 3 апреля 1998 года*

## **4.3.4. Закон Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях»**

### **Глава I. Общие положения**

#### **Статья 1. Сфера применения и назначение Закона**

Настоящий Закон устанавливает в соответствии с законодательством Азербайджанской Республики правовые основы проектирования, строительства, эксплуатации и использования постоянных установок (далее — электростанций), вырабатывающих электрическую и тепловую энергию. Закон рассматривает энергетические производственные установки, размещающиеся в едином (неделимом) пространстве и находящиеся в технологической связи, как единую электростанцию.

Самостоятельные электрические станции — экономически и организационно полностью самостоятельные юридические лица, не подведомственные единой государственной электроэнергетической системе.

Назначение настоящего Закона заключается в правовом обеспечении:

- производства на электрических станциях, в том числе самостоятельных электрических станциях, электрической и тепловой энергии;
- эффективности производства электрической и тепловой энергии совместно с промышленными процессами;
- сотрудничества между производителями, поставщиками и распределителями электрической и тепловой энергии;

- ограничения отрицательного воздействия на безопасность, здоровье населения и окружающую среду.

### **Статья 2. Права по строительству, реконструкции и эксплуатации электрических и тепловых станций**

Согласно положениям настоящего Закона любое физическое и юридическое лицо имеет право, не ограничивая прав какой-либо третьей стороны (любого физического и юридического лица), пользуясь принадлежащим ему недвижимым имуществом или таким имуществом, переданным ему владельцем для использования в этих целях, строить электростанцию, реконструировать и эксплуатировать ее.

## **Глава II. Малые электростанции и электростанции промышленного типа**

### **Статья 3. Малые электростанции**

1. В качестве малых электростанций рассматриваются станции, отвечающие установленным ниже условиям и обладающие электрической силой в нижеследующих пределах,:

а) солнечные электростанции, производящие электрическую и тепловую энергию;

б) ветряные электростанции мощностью от 10 до 100 киловатт, размещенные от недвижимого имущества какой-либо третьей стороны на расстоянии согласно соответствующим нормам и стандартам;

в) гидроэлектростанции мощностью от 50 киловатт до 10.000 киловатт, размещенные на стабильном водном течении и обеспечивающие немедленное возвращение использованной воды в свое русло;

г) электростанции, производящие электрическую и тепловую энергию посредством газа или другого вида топлива, 80 процентов которого берется из биологической массы, исключая натуральные дрова;

д) работающие на топливе аварийные электростанции, производящие электроэнергию при возникновении перерывов в общем электроснабжении. Срок работы этих станций ограничивается неожиданными перерывами, возникающими в общем энергоснабжении, и временем, необходимым для ремонта.

2. Лицам, имеющим специальное разрешение для занятия энергетической деятельностью, не требуется специального разрешения на строительство и эксплуатацию малых электростанций и процедуры тендера в случае обеспечения следующих условий:

а) при строительстве и эксплуатации малых электростанций и соединенных с ними строений с использованием недвижимого имущества юридических и физических лиц или их объединений, либо имущества, переданного в их пользование, и использовании энергии на данной территории (имуществе);

б) при производстве электрической и тепловой энергии, как правило, с использованием недвижимого имущества юридического и физического

лица или их объединений, либо имущества, переданного в их пользование, и обеспечении третьей стороны этой энергией в соответствии с требованиями, предусмотренными статьей 6;

в) при строительстве и эксплуатации электростанций и их компонентов, передаточных и распределительных линий, мест хранения энергетических материалов в соответствии с положениями настоящего Закона.

Государство может выдать дотацию на строительство станций, работающих на основании восстановленных энергетических источников. Кроме того, на получение энергии, производимой на этих станциях, дается гарантия без всяких ограничений.

В установленных законодательством случаях соответствующий орган исполнительной власти может запретить строительство малых электростанций, проверить их деятельность, временно приостановить или прекратить ее.

#### **Статья 4. Электростанции промышленного типа**

1. Все электростанции, исключая электростанции, указанные в статье 3 настоящего Закона, рассматриваются как электростанции промышленного типа. Условия, предусмотренные пунктом 2 статьи 3 настоящего Закона для малых электростанций, в равной степени распространяются и на электростанции промышленного типа.

2. Деятельность по строительству и эксплуатации электростанций промышленного типа осуществляется только на основании специального разрешения соответствующего органа исполнительной власти.

3. В качестве строительства электростанции настоящим Законом принимаются:

а) повышение предусмотренной в проекте производственной мощности электростанций;

б) изменение предусмотренного в проекте вида энергоносителей, обеспечивающих деятельность электростанций;

в) восстановление деятельности электростанций, не работавших более 2 лет подряд.

4. В случае если производство электрической и тепловой энергии является составной частью основной промышленной производственной деятельности предприятия, применяется пункт 2 настоящей статьи. В этом случае производство электрической и тепловой энергии рассматривается в пределах разрешения, полученного на основной вид деятельности данного предприятия. Это условие относится также:

а) к транспортировке и распределению электрической и тепловой энергии в пределах промышленного предприятия, в составе которого она используется;

б) к подаче энергии потребителям, не имеющим связи с сетями общего электро- и теплоснабжения, и находящимся на расстоянии 10.000 метров

от отведенного для них земельного участка.

#### **Статья 5. Основания для строительства и эксплуатации электростанций промышленного типа**

1. Соответствующий орган исполнительной власти выдает специальное разрешение на строительство новой электростанции промышленного типа в случае ограничения возможностей производителей и распределителей для подачи заказчиком и потребителям электрической и тепловой энергии:

- если электростанция, которая будет построена, обеспечит удовлетворение текущих и перспективных требований заказчиков и потребителей в соответствии со стандартами, качественно, в необходимом количестве и своевременно;

- если цены на предлагаемую электростанцией энергию будут ниже цен, предлагаемых другими снабженцами;

- если цены на энергию, производимую электростанцией, будут выше действующих цен исключительно в связи с решением проблем безопасности, охраны окружающей среды, оздоровительных мероприятий и т.д.

2. Специальное разрешение выдается соответствующим органом исполнительной власти лицам, имеющим требующееся для строительства и эксплуатации электростанции промышленного типа организационное обеспечение, оборудование, обладающим квалифицированной персональной подготовкой.

3. Специальное разрешение на строительство и эксплуатацию электростанций выдается соответствующим органом исполнительной власти на основе утвержденных правил.

#### **Статья 6. Транспортировка и распределение электроэнергии, произведенной на электростанциях**

1. В установленном законодательством порядке лицо, имеющее разрешение на эксплуатацию электростанции, может подавать электроэнергию на промышленные предприятия и другим потребителям, если передаточные линии являются его недвижимым имуществом или имуществом, переданным ему в пользование.

2. Лицо, имеющее разрешение на эксплуатацию электростанции, не имеет права подключать свои установки к линиям и транспортирующим установкам распределителя электроэнергии без его предварительного письменного согласия.

3. Транспортировка электроэнергии, произведенной на электростанции, или технические и коммерческие условия ее распределения открыто обсуждаются между сторонами, и принимаются соответствующие решения.

Данные решения должны соответствовать общим интересам сторон и предусматривать:



- а) меры по предотвращению прекращения снабжения электроэнергией;
- б) развитие взаимных связей по транспортировке и распределению электроэнергии;
- в) развитие и эксплуатацию средств транспортировки и распределения электроэнергии;
- г) строительство и реконструкцию линий электропередач для импорта, экспорта и транзита электроэнергии.

**Статья 7. Государственное обеспечение для самостоятельных электростанций, представляющих государственное значение**

1. Если строительство новых электростанций или реконструкция старой электростанции ведется в соответствии с положениями настоящего Закона, если она обладает статусом самостоятельной электростанции и представляет для страны общественный интерес (государственное значение), соответствующий орган исполнительной власти в целях привлечения местных и иностранных инвесторов гарантирует использование на необходимом уровне и в необходимые сроки указанных ниже преимуществ (отдавая преимущественный статус проекту):

- а) освобождение импорта (реэкспорта) всех основных производственных фондов (оборудовании или их частей), необходимых для строительства самостоятельной электростанции, от налогов и пошлин всех видов;
- б) создание условий для обеспечения самостоятельной электростанции (в пределах страны или из-за рубежа) топливом, без всякой дискриминации и ограничения в сравнении с другими электростанциями;
- в) доставка электроэнергии в пункт назначения в соответствии с договором, заключенным между самостоятельной электростанцией, поставщиком и распределителем;
- г) поставка энергии, произведенной самостоятельной электростанцией, на энергетический рынок, без всяких ограничений и дискриминации;
- д) полный или частичный экспорт электроэнергии, произведенной самостоятельной электростанцией, наряду с удовлетворением местных потребностей без введения ограничений и требования специального разрешения;
- е) полное использование инвесторами доли ее доходов и тех или иных денежных средств, вырученных от продажи ввезенных в Азербайджанскую Республику и принадлежащих ей основных фондов, перевод их за границу в свободно конвертируемой валюте;
- ж) обеспечение других предусмотренных законодательством преимуществ.

2. Государство гарантирует также строительство самостоятельных электростанций как собственности инвесторов, являющихся иностранным физическим и юридическим лицом. В этом случае соответствующие органы исполнительной власти наряду с гарантиями, указанными в

пункте 1 настоящей статьи, в целях возмещения расходов иностранных инвесторов гарантируют решение соответствующих организационных вопросов, таких как создание группы инвесторов, их государственная регистрация, выдача специальных разрешений, организация импортных, экспортных и валютных операций:

- осуществление самостоятельной электростанцией совместной деятельности в государственной энергосистеме;
- оплату средств любой валютой, включая и иностранные доли, полученные от продажи электроэнергии;
- создание условий для оплаты долгосрочных долгов при чрезвычайных происшествиях, включая и случаи форс-мажора.

**Глава III. Технические требования к строительству, реконструкции и эксплуатации электростанций**

**Статья 8. Общие требования**

1. Все установки электростанций (включая и установки, в которых хранятся энергоносители) должны проектироваться, строиться, эксплуатироваться и содержаться в соответствии с безопасной и передовой технологией согласно общим, техническим и правовым требованиям и условиям.

2. Электростанции, подключенные к транспортной и распределительной сети электроэнергии, эксплуатируются и содержатся в соответствии с согласованными сторонами техническими требованиями. Лицо, имеющее разрешение на эксплуатацию электростанции, несет ответственность за ущерб, причиненный в результате прекращения подачи электроэнергии. В случае нарушения электростанцией согласованных условий лица, занимающиеся транспортировкой и распределением электроэнергии, могут отключить электростанцию от своей сети или выдвинуть перед ней соответствующие требования.

**Статья 9. Пределы отходов для электростанций**

Пределы всех видов отходов, возникающих в результате деятельности электростанций, должны соответствовать международным нормам и стандартам или показателям, принятым на их основании в Азербайджанской Республике, и применяются к электростанциям, построенным после вступления настоящего закона в силу. Эти условия распространяются и на электростанции, установленные после вступления настоящего Закона в силу, или электростанции, мощность которых возросла в этот же период.

**Статья 10. Пределы отходов, загрязняющих атмосферу**

1. Лицо, имеющее разрешение на эксплуатацию электростанции, устанавливает правила контроля за общим объемом среднемесячных и годовых отходов на каждый час эксплуатации электростанции и проведение их учета.

2. Пределы отходов электростанций в зависимости от их номинальной

мощности должны соответствовать международным нормам и стандартам или показателям, принятым на их основании в Азербайджанской Республике. Отходы регулярно рассчитываются для каждой электростанции.

3. Отходы газа должны отводиться по специальным трубам так, чтобы ветер мог свободно уносить их. Эти трубы должны соответствовать нормам и стандартам.

#### **Статья 11. Пределы шума, запаха и колебаний**

На стене или ограждении участка, где размещается электростанция:

- шум, исходящий от электростанции, не должен превышать 40 дБ;
- от электростанции не должен исходить никакой запах гари;
- не должно ощущаться никакого колебания без использования специальных технических средств.

#### **Статья 12. Состав и тепловые пределы использованных сточных вод**

Пределы теплоты и составных элементов сточных вод, использованных на электростанциях, должны соответствовать международным нормам и стандартам или принятым на их основании в Азербайджанской Республике показателям.

#### **Статья 13. Меры по сокращению отходов**

В целях обеспечения минимальных отходов на новых электростанциях для использования отходов в других промышленных отраслях станции проектируются, строятся и эксплуатируются на основе требуемой для станции самой современной технологии.

Отходы электростанции находятся в соответствии с законодательством в распоряжении станции. Электростанция должна принять все необходимые меры для предотвращения возможного воздействия на безопасность, окружающую среду и здоровье.

#### **Статья 14. Аварии и несчастные случаи**

Во время аварий и несчастных случаев, могущих нанести ущерб безопасности, окружающей среде и здоровью людей, или наносящих ущерб, лицо, имеющее разрешение на эксплуатацию электростанции, безотлагательно предупреждает об этом ответствующий орган исполнительной власти. Для предотвращения аварий и несчастных случаев лица, эксплуатирующие электростанцию, принимают все меры для выполнения относящихся к этому распоряжений соответствующего органа исполнительной власти.

#### **Статья 15. Ответственность за нарушение Закона.**

##### **Штрафы**

В случае несоответствия строительства или эксплуатации электростанций независимо от времени их строительства и эксплуатации требованиям настоящего Закона или представления угрозы окружающей среде,

здоровью населения и имуществу третьих лиц, виновные физические и юридические лица несут ответственность в соответствии с законодательством Азербайджанской Республики.

В случае поступления письменной жалобы об этом полномочия по принятию решения в связи с этим принадлежат соответствующему органу исполнительной власти. Соответствующий орган исполнительной власти может потребовать выполнения принятого решения в предусмотренные сроки.

В предусмотренных законодательством случаях соответствующий орган исполнительной власти имеет право применять соответствующие штрафы.

Энергопроизводители и энергоснабженцы несут в соответствии с законодательством ответственность за действия, являющиеся причиной нарушения прав потребителей.

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев  
г. Баку, 28 декабря 1999 г.*

#### **4.3.5. Закон Азербайджанской Республики о внесении дополнения в Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» в связи с применением Закона Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях»**

Милли Меджлис Азербайджанской Республики постановляет:

**I.** Часть первую статьи 5 и часть первую статьи 6 Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» (Сборник законодательных актов Азербайджанской Республики, 1998 год, № 6, статья 363; 2001 год, № 11, статья 695) соответственно после слова «виды» и «установки» дополнить словами «за исключением установленных законодательством случаев».

**II.** Настоящий Закон вступает в силу со дня опубликования.

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев*

#### **4.4. Указы, распоряжения и другие нормативные акты**

##### **4.4.1. Указ о применении Закона Азербайджанской Республики «Об энергетике»**

В связи с вступлением в силу Закона Азербайджанской Республики «Об энергетике» и в целях обеспечения применения этого Закона постановляю:

1. Поручить Кабинету министров Азербайджанской Республики в течение двух месяцев:

- подготовить и представить Президенту Азербайджанской Республики предложения о приведении действующих законодательных актов в соответствие с Законом Азербайджанской Республики «Об энергетике»;
- обеспечить приведение нормативно-правовых актов Кабинета министров и соответствующих центральных органов исполнительной власти в соответствие с этим Законом и доложить об этом Президенту Азербайджанской Республики;
- представить Президенту Азербайджанской Республики предложения по органам исполнительной власти, осуществляющим полномочия «соответствующего органа исполнительной власти», предусмотренные статьями 7 и пунктом 2 статьи 30 Закона Азербайджанской Республики «Об энергетике»;
- представить Президенту Азербайджанской Республики предложения о создании «соответствующего органа исполнительной власти», полномочия которого предусмотрены пунктом 2 статьи 8, пунктами 3 и 4 статьи 9, пунктами 1, 2, 3 и пунктом 7 (кроме полномочий, указанных во втором абзаце этого пункта) статьи 10, пунктом 5 статьи 11, пунктом 2 статьи 12, пунктами 1 и 3 статьи 13, пунктами 1 и 4 статьи 14, третьим, четвертым, пятым и шестым абзацами пунктами 1 статьи 15, пятым абзацем пункта 1 статьи 16, пунктом 3 статьи 17, пунктом 1 статьи 19, пунктами 2 и 3 статьи 20, пунктами 1 и 3 статьи 21, пунктом 2 статьи 22, пунктом 1 статьи 23, первым и третьим абзацами пункта 2 статьи 24, вторым абзацем пункта 2 статьи 25, пунктом 2 статьи 26, пунктами 3 и 5 статьи 27, пунктом 1 статьи 31 и пунктом 2 статьи 32 этого Закона;
- в пределах своих полномочий решить иные вопросы, возникающие из Закона Азербайджанской Республики «Об энергетике».

## 2. Установить, что:

- полномочия «соответствующего органа исполнительной власти», предусмотренные пунктами 1 и 3 статьи 4, четвертым абзацем пункта 3 статьи 8, пунктом 7 (кроме полномочий, указанных в третьем, четвертом и пятом абзацах этого пункта) статьи 10, пунктами 6, 7 статьи 27 и пунктом 3 статьи 28 Закона Азербайджанской Республики «Об энергетике», осуществляются Кабинетом министров Азербайджанской Республики.
- предусмотренные статьей 7 указанного Закона полномочия «соответствующих органов исполнительной власти» в отношении второго и третьего абзацев осуществляют в пределах своих полномочий Президент Азербайджанской Республики, Кабинет министров Азербайджанской Республики и Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики; в отношении четвертого абзаца данной статьи осуществляют в пределах своих полномочий Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики и Министерство экологии и природных ресурсов Азербайджанской Республики; в отношении пятого абзаца настоящей статьи — выделение в соответствии с законодательством земельных и водных участков для энергетической деятельности осуществляет Кабинет министров Азербайджанской

Республики, выделение участков недр — Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики;

- предусмотренные пунктом 2 статьи 30 указанного Закона полномочия «соответствующих органов исполнительной власти» осуществляют в пределах своих полномочий Кабинет министров Азербайджанской Республики и Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики;
- предусмотренные пунктом 2 статьи 8, пунктом 3 статьи 9, пунктами 1, 3 и 7 (за исключением полномочия, указанного во втором абзаце данного пункта) статьи 10, пунктом 5 статьи 11, пунктами 1 и 3 статьи 13, пунктами 1 и 3 статьи 14, третьим, четвертым, пятым и шестым абзацами пункта 1 статьи 15, пятым абзацем пункта 1 статьи 16, пунктом 3 статьи 17, пунктом 1 статьи 19, пунктами 2 и 3 статьи 20, пунктами 1 и 3 статьи 21, пунктом 1 статьи 23, первым и третьим абзацами пункта 2 статьи 24, вторым абзацем пункта 2 статьи 25, пунктом 2 статьи 26, пунктами 3 и 5 статьи 27 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти» осуществляет Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики;
- предусмотренные пунктом 2 статьи 10 и пунктом 2 статьи 12 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти» осуществляют в пределах своих полномочий Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики и Министерство экологии и природных ресурсов Азербайджанской Республики;
- предусмотренные пунктом 2 статьи 22 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти» осуществляют по совместной договоренности Министерство экономического развития Азербайджанской Республики, Министерство финансов Азербайджанской Республики и Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики;
- предусмотренные пунктом 4 статьи 9, пунктом 1 статьи 31 и пунктом 2 статьи 32 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти» осуществляет Кабинет министров Азербайджанской Республики.

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев  
г. Баку, 1 февраля 1999 г.*

### 4.4.2. Указ о применении Закона Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов»

В целях применения в связи с введением в действие Закона Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов», постановляю:

1. Поручить Кабинету министров Азербайджанской Республики в месячный срок:

- представить Президенту Азербайджанской Республики предложения об образовании соответствующего органа исполнительной власти по использованию энергетических ресурсов, предусмотренного статьей 9 Закона Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов»;
- представить Президенту Азербайджанской Республики предложения о приведении действующих законодательных актов в соответствие с Законом Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов»;
- обеспечить приведение нормативных правовых актов Кабинета министров и соответствующих органов исполнительной власти в соответствие с указанным Законом и информировать об этом Президента Азербайджанской Республики;
- решить в пределах своих полномочий другие вопросы, вытекающие из Закона Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов».

2. Установить, что полномочия «соответствующего органа исполнительной власти Азербайджанской Республики», предусмотренного частью второй статьи 6, частью второй статьи 14, статьей 17, частью второй статьи 18, частью второй статьи 24 и частью пятой статьи 26 Закона Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов», осуществляются Кабинетом министров Азербайджанской Республики.

Предусмотренные статьей 9, статьей 28 и частью четвертой статьи 29 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти по использованию энергетических ресурсов» осуществляет Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики.

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев,  
г.Баку, 17 ноября 1996 г.*

#### 4.4.3. Указ о применении Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике»

В связи с вступлением в силу Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» в целях обеспечения применения этого Закона постановляю:

1. Кабинету министров Азербайджанской Республики в течение двух месяцев:
  - подготовить и представить Президенту Азербайджанской Республики предложения о согласовании действующих законодательных актов с Законом Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике»;
  - обеспечить согласование нормативно-правовых актов Кабинета министров Азербайджанской Республики и соответствующих

центральных органов исполнительной власти с указанным Законом и доложить об этом Президенту Азербайджанской Республики;

- представить Президенту Азербайджанской Республики предложения о создании соответствующего органа исполнительной власти, полномочия которого предусмотрены в статье 4, в третьей, четвертой и пятой частях статьи 5, во второй части статьи 6, в седьмой части статьи 8, в статье 9, в пятой части статьи 10 и в статье 13 Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике»;
- решить в пределах своих полномочий другие вопросы, вытекающие из Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике».

2. Установить, что:

- полномочия «соответствующего органа исполнительной власти», предусмотренные в пятом абзаце четвертой и шестой частях статьи 8, в третьей части статьи 21 и в статье 24 Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике», осуществляются Кабинетом министров Азербайджанской Республики;
- полномочия «соответствующего органа исполнительной власти», предусмотренные в первой части статьи 8 указанного Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике», осуществляются местными исполнительными властями.
- предусмотренные статьей 4 в отношении второго, пятого и шестого абзацев, частями третьей (по согласованию с Кабинетом министров Азербайджанской Республики), четвертой и пятой статьи 5, частью второй статьи 6, частью шестой статьи 8, статьей 9 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти» осуществляет Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики;
- предусмотренные пятым абзацем статьи 10 указанного Закона полномочия «соответствующих органов исполнительной власти» осуществляют по совместной договоренности Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики, Министерство экономического развития Азербайджанской Республики и Министерство финансов Азербайджанской Республики;
- предусмотренные статьей 4 в отношении четвертого абзаца указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти» осуществляют в пределах своих полномочий Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики и Министерство экономического развития Азербайджанской Республики;
- предусмотренные статьей 13 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти» осуществляют в пределах своих полномочий Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики и Комитет мелиорации и водного хозяйства при Кабинете министров Азербайджанской Республики;

▪ предусмотренные статьей 4 указанного Закона полномочия «соответствующих органов исполнительной власти» в третьем абзаце в отношении заключения договоров, дающих право на транспортировку и распределение электрической и тепловой энергии в пределах определенной территории, осуществляет Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики; в отношении регулирования цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию осуществляют по совместной договоренности Министерство экономического развития Азербайджанской Республики, Министерство финансов Азербайджанской Республики и Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики;

▪ предусмотренные статьей 4 указанного Закона полномочия «соответствующих органов исполнительной власти» в отношении седьмого абзаца осуществляют в пределах своих полномочий Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики и Государственный комитет Азербайджанской Республики по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев  
г. Баку, 13 июня 1998 года*

#### 4.4.4. Распоряжение о применении Закона Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях»

В связи с вступлением в силу Закона Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях» и в целях обеспечения применения указанного Закона постановляю:

Поручить Кабинету министров Азербайджанской Республики в двухмесячный срок:

▪ подготовить и представить Президенту Азербайджанской Республики предложения о приведении действующих законодательных актов в соответствие с Законом Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях»;

▪ обеспечить приведение нормативно-правовых актов Кабинета министров и соответствующих центральных органов исполнительной власти в соответствии с указанным Законом и информировать об этом Президента Азербайджанской Республики;

▪ утвердить правила выдачи специального разрешения на строительство и эксплуатацию предусмотренных пунктом 3 статьи 5 указанного Закона электростанций и информировать об этом Президента Азербайджанской Республики;

▪ представить Президенту Азербайджанской Республики предложения об органах исполнительной власти, осуществляющих предусмотренные пунктом 2 статьи 3, пунктом 2 статьи 4, пунктами 1, 2 и 3 статьи 5, пунктом 1 статьи 7, статьей 14 и статьей 15 указанного Закона полномочия «соответствующего органа исполнительной власти»;

▪ подготовить и представить Президенту Азербайджанской Республики проект законодательного акта, устанавливающего виды ответственности за нарушение Закона Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях»;

▪ решить в пределах своих полномочий иные вопросы, вытекающие из Закона Азербайджанской Республики «Об электрических и тепловых станциях».

*Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев  
г. Баку, 6 марта 2000*

#### 4.4.5. Распоряжение о приватизации малых гидроэлектростанций

В целях эффективного использования водных ресурсов страны для производства электроэнергии и улучшения энергоснабжения на местах, и в соответствии со «II Государственной программой приватизации государственного имущества в Азербайджанской Республике» постановляю:

1. Объявить открытыми для приватизации указанные в приложении к настоящему Распоряжению малые гидроэлектростанции акционерного общества «Азерэнерджи».

2. Министерству экономического развития Азербайджанской Республики обеспечить в предусмотренном законодательством порядке приватизацию малых гидроэлектростанций.

3. Установить, что при приватизации малых гидроэлектростанций наряду с местными инвесторами разрешается участие и иностранных инвесторов.

4. Поручить акционерному обществу «Азерэнерджи», что до приватизации указанных в приложении к настоящему Распоряжению малых гидроэлектростанций оно несет ответственность за управление ими и сохранность их имущества.

5. Кабинету министров Азербайджанской Республики решить вопросы, вытекающие из настоящего Распоряжения.

6. Настоящее Распоряжение вступает в силу со дня подписания.

Список малых гидроэлектростанций, объявленных открытыми для приватизации:

Малая гидроэлектростанция «Губа»

1. Малая гидроэлектростанция «Гусар»

2. Малая гидроэлектростанция «Шеки»

3. Гидроэлектростанция «Чичекли (Зурнабад)»

4. Малая гидроэлектростанция «Муган»

5. Малая гидроэлектростанция «Зейхур»

6. Малая гидроэлектростанция «Нюгеди»

7. Малая гидроэлектростанция «Балакен»

8. Малая гидроэлектростанция «Чинарлы»

Президент Азербайджанской Республики Гейдар Алиев  
г. Баку, 21 декабря 2001 года.

4.4.6. Классификатор групп потребителей  
электроэнергии

□/□	□□□□□□□□□□□□ □□□□□ □□□□□□□□□□□□	□□□/ □□□ □□
<b>I группа потребителей</b>		
1.	Население	96
1.1.	Жилые квартиры, общежития;	
1.2.	Внеквартирные подсобные площади (объекты) в жилых домах, садовые участки, хозяйственные постройки, лифты, блоки, чердаки, индивидуальные гаражи и насосы.	
	Примечание: Если квартиры, внеквартирные подсобные площади (объекты) в жилых домах используются для целей производства, услуг и торговли, то плата за энергию должна вноситься по тарифу, предусмотренному для такой группы потребителей.	
<b>II группа потребителей</b>		
2.	Потребители сфер торговли и услуг	250
2.1.	Все предприятия, занимающиеся торговлей и услугами. Все виды лавок, маркетов, аптек, пункты обмена валют, пункты по реализации строительных материалов, объекты сезонной торговли, рынки, базы, ярмарки, объекты оптовой реализации, аукционы, биржи, организации по купле-продаже и коммерческие организации, предприятия по оказанию туристических, посреднических и брокерских услуг, по купле-продаже движимого и недвижимого имущества;	
2.2.	Дома торжеств, рестораны, кафе, чайные, бары, столовые, пункты по реализации продовольствия и полуфабрикатов;	
2.3.	Гостиницы, отели, мотели, кемпинг, сауны, оздоровительно-развлекательные комплексы, платные спортивные комплексы, зоны отдыха и пляжи;	
2.4.	Автовокзалы, автомобильные стоянки, топливозаправочные станции (пункты), объекты технического обслуживания автомобилей, пункты мойки автомобилей, гаражи, автомобильные парки;	
2.5.	Прачечные, фабрики-прачечные, бани, пункты проката, пункты химчистки и крашения;	
2.6.	Парикмахерские, салоны красоты, фотоателье, ателье и мастерские, занимающиеся ремонтом и пошивом одежды и обуви, объекты по установке и ремонту бытового и электрического оборудования, мебели, по бытовым и техническим услугам, платные игровые залы, объекты по оказанию полиграфических услуг и пр., студии звукозаписи, газетные киоски;	
2.7.	Банки, сберегательные кассы, страховые компании, ломбарды, юридические консультации и иные организации, оказывающие консультационные услуги, игровые залы, оказывающие компьютерные и платные услуги, интернет-клубы.	
<b>III группа потребителей</b>		
3.	Другие потребители	130
3.1.	Организации, полностью и частично финансируемые за счет бюджетных средств;	
3.2.	Посольства, дипломатические представительства, международные и региональные гуманитарные организации, их представительства;	
3.3.	Информационные агентства, редакции газет и журналов, теле- и радиокomпании,	

	их редакционные и съемочные площадки, нотариальные конторы;	
3.4.	Муниципалитеты, профессиональные, детские и молодежные организации, политические партии, общественные объединения, благотворительные организации;	
3.5.	Мечети, церкви, синагоги и пр. религиозные организации;	
3.6.	Все, независимо от формы собственности, предприятия и организации, занимающиеся производственной деятельностью, в том числе:	
3.6.1.	Предприятия и объекты промышленности, транспорта (железнодорожные, метрополитена, трамвайно-троллейбусные, нефте- и газопроводов), водные порты и аэропорты, железнодорожные вокзалы, энергетические предприятия, все цеха, занимающиеся производственной деятельностью (по производству хлеба, лимонада, мороженого, сладостей и молочных продуктов, мебели, обуви, верхней и нижней одежды), мастерские по изготовлению различных изделий из дерева, кожи, металла и пр.;	
3.6.2.	Предприятия и объекты по производству строительных материалов, строительные, монтажные, ремонтно-строительные, каменоломни и каменные цеха;	
3.6.3.	Независимо от формы собственности предприятия культуры, науки, образования, медицины и т.п., санатории, пансионаты, оздоровительные лагеря, творческие мастерские, типографии и издательства, коммунально-бытовые объекты, водонасосные пункты;	
3.6.4.	Предприятия связи, газа, воды, канализации, электрические сети;	
3.6.5.	Сельскохозяйственные предприятия, предприятия по производству лекарств напитков (алкогольных и безалкогольных), табачной и прочей продукции, отраслей пищевой и легкой промышленности, мельницы;	
3.6.6.	Все военные объекты (включая услуги всех видов);	
3.6.7.	Стадионы, плавательные бассейны, ботанические сады, зоопарки, парки культуры, отдыха, освещение улиц, кинотеатры, театры, концертные залы, цирковые площадки;	
	Примечание: Объекты услуг, торговли и пр., функционирующие в составе и на территории организаций, указанных в пунктах 3.2., 3.3., 3.4., 3.5. и 3.6 дополнительно к их профилю по принципу извлечения дохода, исключаются и относятся к группам потребителей соответственно назначению.	

1. Классификатор вступает в силу с даты утверждения.

2. Тарифы, за исключением потребительской группы населения, указаны без НДС.

3. Классификатор, утвержденный 1 октября 2001 года, признается утратившим силу.

Постановление заседания Тарифного Совета Азербайджанской Республики  
9 августа 2002 года

**5. Состояние и перспективы развития  
электроэнергетического сектора**

**5.1. Экономические показатели**

Таблица 5-1. Секторальная структура промышленности (в процентах)

□□□□	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Вся промышленность	100	100	100	100	100	100	100

Добывающая промышленность	19.6	32.6	47	53.5	58.7	59.5	56.9
Обрабатывающая промышленность	59.4	46.4	31.3	31.3	29.7	30	32.9
Производство и распределение электричества, газа, воды	21	21	21.7	15.2	12.1	10.5	10.2

**Таблица 5-2. Объем промышленного производства (фактические цены, млрд. манат)**

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Вся промышленность	8856	12877.6	14412.3	18197.9	18845	20097.7	23652.2
Добывающая промышленность	1732.5	3234.4	5366.1	8129.1	9223.3	10012.3	11492.2
Обрабатывающая промышленность	5258.7	7559.2	6577.3	7762.9	7718.3	8319.8	10093.5
Производство и распределение электричества, газа, воды	1864.7	2084	2468.9	2305.9	1903.5	1765.6	2066.5

**Таблица 5-3. Показатели промышленного производства по видам экономической деятельности (в процентном отношении к предыдущему году)**

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Вся промышленность	78.6	102.2	103.6	106.9	105.1	103.6	106.1
Добывающая промышленность	73.6	124.5	119.9	101.1	105.9	102.5	101.4
Обрабатывающая промышленность	77.8	88.3	90.9	115.3	102.8	105.5	117.7
Производство и распределение электричества, газа, воды	93.8	105.1	101	103.1	100.6	104.7	116.4

**Таблица 5-4. Виды экономической деятельности по вкладам в ВВП (в процентах)**

	1999	2000	2001	2002	2003
Всего	100	100	100	100	100
Сельское хозяйство, охота и соответствующие службы	18.2	15.9	14.7	13.9	12.9
Рыболовство	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Производство в целом	28.2	36.0	37.6	37.4	37.8
Разрабатывающая и добывающая промышленность	18.5	27.6	29.6	28.9	28.6
Обрабатывающая промышленность	6.0	5.3	6.4	7.4	8.1
Электро-, газо-, водоснабжение	3.7	3.1	1.8	1.1	1.1
Строительство	10.9	6.5	5.8	8.7	12.1
Торговля, общественное питание, отели	7.1	6.7	7.8	7.9	7.9
Транспорт и коммуникации	10.7	12.0	10.1	9.8	9.5
Социальные и неформальные услуги	20.8	16.5	15.9	14.2	12.6
Безналоговая деятельность	3.9	6.2	7.9	8.0	7.0

## 5.2. Производство и потребление электроэнергии

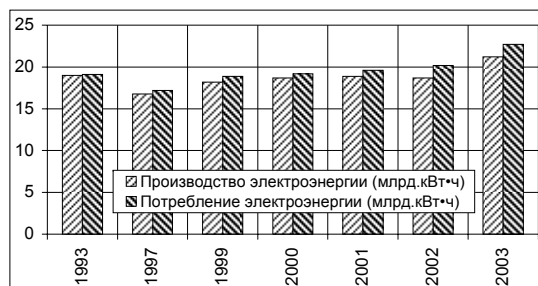
**Table 5-1. Производство и потребление электроэнергии в 2003 году (млн.кВтч)**

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство	2079	1906	2246	1896	1526	1342	1389	1486	1470	1648	1958	2204
Потребление	2240	2051	2351	1988	1666	1486	1512	1549	1529	1724	2173	2448

В последние годы в Азербайджане сложилась парадоксальная ситуация - совершенно не вяжущиеся друг с другом растущие объемы производства электроэнергии и ее продолжающаяся нехватка. Это можно было бы объяснить возросшим спросом на потребление, за которым никак не поспевает "Азеренерджи". Но ведь все это происходит на фоне простоя почти всех промышленных предприятий, которые в недавнем прошлом и были основными потребителями электроэнергии. По логике вещей, нынешнего объема производства электроэнергии на уровне 21 млрд. кВтч (90 % от пикового периода советских времен, в 1990 г. - 23,2 млрд. кВтч), должно было бы с лихвой хватить на все потребности.

Однако, анализ производства и потребления электрической энергии в Азербайджане показывает, что за 90-е гг. здесь сложилась интересная картина, не свойственная ни одной нормально развивающейся экономике. На фоне ухудшения общей экономической ситуации в стране, производство и потребление электроэнергии сокращались незначительными темпами! Например, когда в 1997г., промышленность и сельское хозяйство пережили самый большой спад за все 90-е годы и продукция этих отраслей составила соответственно 28% и 50,3% от уровня 1990 г., то производство электроэнергии сократилось до 72,3% от уровня 1990 г. Если учитывать, что в том же 1990 г. указанные отрасли потребляли до 50% всей производимой в стране электроэнергии, то полученные данные не совсем адекватно отражают происходящее. Очевидно, что должно было наблюдаться снижение производства электроэнергии, соответствующее адекватному уменьшению темпов роста в промышленности и сельском хозяйстве. В противном случае необходимо было найти иное объяснение новым явлениям. Дело в том, что за этот период произошли качественные изменения не только в структуре экономики, но и в энергопотреблении.

График 5-1



В самом общем виде три фактора вызвали появление подобной несуразницы:

1. Радикальное изменение структуры потребления электроэнергии.
2. Рост ресурсоемкости экономики.
3. Рост масштабов теневой экономики.

### **1. Радикальное изменение структуры потребления электроэнергии.**

В годы советской власти основными потребителями электрической энергии выступали сферы материального производства. В 1990 г. на их долю пришлось в общей сложности 51,2% всей потребленной электроэнергии, в том числе промышленности и сельского хозяйства - 48,6%. После обретения независимости, в связи с экономическим кризисом, постигшим республику, потребление электроэнергии в отраслях материального производства резко снизилось и в 2001 г. ими было использовано 8,6% всей потребленной электроэнергии. С другой стороны, в связи с нарушением системы снабжения населения топливными ресурсами (в особенности природным газом) потребление электроэнергии со стороны последнего резко возросло. Если в 1990 г. население использовало 4,94% всей потребленной в стране электроэнергии, то в 2001 г. этот показатель составил 51,6%. Наряду с переходом на электрическое отопление население стало также крайне нерационально потреблять электрическую энергию. Этому во многом способствовало предоставление широким слоям населения льгот по оплате коммунальных услуг, что привело к бесосновательному росту потребления.

Однако и после того, как были отменены почти все льготы, рационального энергопотребления не получилось. Низкая собираемость платы за пользование электроэнергией (50% - в Баку, 25% - в регионах) частично объясняет этот момент. Подавляющая часть населения по-прежнему рассматривает пользование электроэнергией чуть ли не как дар божий. Использование электроэнергии населением в отопительных целях приводит к росту потребления в зимний период почти в полтора раза. Если летом в самый пиковый период потребление электроэнергии по

стране составляет максимум 2900 МВт, то зимой эта цифра достигает 4200 МВт. А если учесть, что этот дополнительный спрос предъявляется в основном малоимущими слоями населения, то оплата ее даже при 96 ман. за 1 кВт становится проблематичной, и, значит, неуплата почти гарантирована. Ни одна экономика в мире не выдержала бы такого расточительства.

### **2. Рост ресурсоемкости экономики**

Падение объема производства, как в промышленности, так и в сельском хозяйстве одновременно сопровождалось ростом энергоемкости этих отраслей, что даже при значительно меньшем объеме производства привело бы к потреблению прежнего объема электроэнергии. Анализ показывает, что за 1990-2000 гг. энергоемкость промышленного производства в среднем ежегодно росла на 7,5%. За этот период энергоемкость валового внутреннего продукта ежегодно увеличивалась в среднем на 5,6%. С точки зрения рыночной логики и сохранения принципа конкурентного преимущества, энергоемкость в целом должна снижаться. Однако в Азербайджане, судя по отраслевой структуре экономики и превалирования в ней добывающего сектора, который, по-прежнему работает не совсем по рыночному, такое вполне объяснимо. Иначе говоря, пока, к примеру, ГНКАР не начнет работать как типично рыночная структура и не будет подсчитывать свои издержки, в стране будет наблюдаться постоянный рост энергоемкости.

### **3. Рост масштабов теневой экономики**

За 90-е годы в Азербайджане наблюдалась тенденция роста масштабов теневой экономики. По самым скромным подсчетам, ныне теневой сектор составляет около 25% экономики страны. Рост теневого сектора экономики сопровождается ростом его потребностей в ресурсах, в том числе и в электроэнергии. С другой стороны, потребляемое в указанном секторе ресурсы не находят отражения ни в каких документах, равно как и все другие операции. В мировой практике применяется довольно полезный способ оценки объема теневого сектора через энергопотребление. В этом смысле энергопотребление теневого сектора не только следствие, но и способ точной оценки его объема. Легко просчитать, что 25% теневого сектора - это, по самым скромным оценкам, 5 млрд. кВтч электроэнергии. Одним словом, электроэнергетика стала "черной дырой" экономики, в которую утекают миллионы долларов.

### **5.3. Энергетика и рынок**

База экономики Азербайджана - ТЭК, а также другие отрасли естественных монополий, функционируют по своим особым, нерыночным закономерностям. За все годы независимости, обустроивая новую экономику, правительство так по-настоящему и не подступилось к реформе естественных монополий. Любое рыночное вмешательство в их деятельность означало почти остановку этих жизненно важных отраслей. И потому все или почти все, что делалось в области экономической



реформы, касалось создания новых предприятий и реорганизации объектов небазовых отраслей. В результате рынок стал строиться не на основе существующей плановой, доставшейся от социализма системе, а рядом - в новой экономике. Образно говоря, теперь страна имеет две экономики, и каждая из них работает по своим закономерностям.

Рынок небазовых товаров и услуг - настоящий или почти настоящий. Базовая же экономика - это гибрид плановой экономики с элементами рынка. Но так вечно продолжаться не может. Рано или поздно это противоречие приведет всю экономику к коллапсу. Ежегодно бюджет теряет почти полмиллиарда долларов только на поддержание неэффективной энергетической системы (для сравнения: еще два года назад объем этих субсидий был в два раза меньше). Разница между выработкой 1 кВтч электроэнергии (102 манат) и оптовой ценой при продаже энергораспределительным компаниям (71 манат) покрывается за счет бюджетных средств. В результате у энергетической отрасли создается двойной долг: как за взятые кредиты, так и за поставки электроэнергии в Нахичевань (она идет туда через Иран, а потом Азербайджан компенсирует эти поставки электроэнергией в том же объеме).

Вот уже который год все усилия международных финансовых организаций (и особенно МВФ) уговорить правительство наконец-то начать настоящие реформы в этом секторе оказываются тщетными. Рост цен на отдельные нефтепродукты (пока о повышении цен на электроэнергию речь не идет) вызовет цепную реакцию повышения цен, которая в конечном итоге нарушит достигнутую финансово-ценовую стабильность в обществе. Переговоры МВФ с правительством временами напоминают разговор на разных языках. Фонд справедливо утверждает, что если страна претендует на рыночный статус, то надо постепенно повышать цены на энергоносители и довести их до уровня мировых. Правительство не менее справедливо отвечает, что у республики свои природно-экономические условия, и если страна обладает большим запасом дешевых углеводородов, то почему их необходимо подводить под мировые цены?

Проблемы же реформирования ТЭК так и остаются за бортом переговоров. В этой ситуации, заняв патриотическую позицию, правительство обвиняет фонд в недопонимании серьезности ситуации и пускает в ход тяжелую артиллерию - интересы незащищенных слоев населения, которые, как утверждается, в результате подобного бездумного шага могут сильно пострадать. Однако, вместо того, чтобы прятаться за спинами малоимущих, лучше было бы подумать о том, как же сдвинуть с мертвой точки реформы в ТЭК. Ведь однажды все-таки придется оказаться лицом к лицу с ростом цен в этом секторе.

Структурная перестройка, которая вполне может сопровождаться приватизацией отдельных предприятий сектора ТЭК, является необходимым элементом перевода всей системы на рыночные рельсы. Насколько это важно, легко можно наблюдать на примере одного из

видов продукции ТЭК - электроэнергии, которая, несмотря на всю критику компании Barmek, постепенно становится для пользователей рыночным товаром. Можно обвинять компанию во всех грехах, но то, что по сравнению с "Бакызэлектрикшебеке" - это шаг, причем огромный шаг вперед, - факт несомненный. Следует отметить, что компания сегодня практически несет дополнительную нагрузку - и свою, и за теплообеспечение вместо "Азергаза", и за теплосети Баку и Сумгайыта.

Центральным звеном в реформировании ТЭК должна быть структурная перестройка системы и ввод в действие новых рыночных игроков хотя бы в виде управленцев конечной продукцией, наподобие компании Barmek. Успех энергетической системы напрямую зависит от того, существуют ли здесь рыночные субъекты, взаимоотношения которых друг с другом и с правительством строятся преимущественно на принципе купли-продажи, а не на пресловутом административном ресурсе.

#### 5.4. Основные проблемы

Наиболее сложными, требующими постоянного внимания, проблемами энергосистемы в 2000 - 2003 гг были:

- Сложность обеспечения электростанций топливом в достаточном объеме, в особенности в периоды зимних максимумов нагрузки. Вследствие этого возникла необходимость введения графиков ограничения электропотребления.
- Обеспечение поставок всех видов топлива осложнялось систематическими неплатежами потребителей за поставленную электрическую энергию, что приводило к проблемам с оплатой газа и мазута. В связи с этим производились сверхнормативные расходы запасов топлива на ТЭС и воды на ГЭС.
- Незавершенность формирования системообразующей электрической сети энергосистемы, недостаточная пропускная способность ее ряда участков, что снижало надежность электроснабжения потребителей и ограничивало мощность электростанций.
- Проведение государством политики сдерживания цен на продукцию электроэнергетики по сравнению с ценами на промышленную продукцию и ценами на органическое топливо приводило к непропорционально быстрому увеличению себестоимости производства электроэнергии, которое не компенсировалось адекватным ростом тарифов на электроэнергию.
- Отсутствие важнейших элементов в системе оперативного диспетчерского управления (оперативно-информационного комплекса, включая средств первичного сбора и обработки информации, составляющих основу АСДУ) сильно влияло на эффективность нормального функционирования всей энергосистемы.

## 5.5. Перспективы развития

### 5.5.1. Анализ

Анализ перспективы развития электроэнергетики и ТЭК Азербайджана позволяет определить следующие задачи в области электроэнергетики и топливной политики:

1. Повышение эффективности пользования топлива в электроэнергетике:
  - Внедрение парогазовых и газотурбинных технологий для электростанций, работающих на газе, что обеспечит повышение КПД установки до 50%;
  - Строительство новых, расширение и реконструкция электростанций, работающих на газе только с применением парогазовых технологий;
  - Отработка режимных мероприятий (в основном в процессе оперативного диспетчерского управления) по оптимизации расхода топлива на электростанциях.
2. Увеличение объемов поставок газа в электроэнергетику и приоритетность таких поставок. Использование попутного газа в электроэнергетике.
3. Ускоренное развитие нетрадиционных и возобновляемых источников энергии и, в первую очередь, гидроэнергетики, что обеспечит экономию органического топлива и совершенствование структуры генерирующих мощностей. Эффект совместного использования гидроэнергетических ресурсов (с точки зрения оптимального распределения нагрузок между ГЭС) взаимосвязанных электроэнергетических систем Азербайджана, Грузии и России.
4. Усиление внутренней системообразующей электрической сети и межгосударственных электрических связей.

### 5.5.2. Планы строительства и реконструкции электростанций

Таблица 5-5

□□□□	2004	2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		50	2232		2442
На ТЭС		-	2200		1400
На ГЭС		20	32		522
Прочие		30			
Реконструкция энергетических мощностей (МВт)	670	670	600		
На ТЭС	600	600	600		
На ГЭС	70	70			
Затраты на реконструкцию мощностей (млн \$ США)	21	21	15		
В. т.ч. иностранные инвестиции (млн \$ США)	20	20	15		

Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		300		600
На ТЭС		300		600

Вводы новых мощностей предполагается наращивать со 150 - 200 МВт в пятилетку в период 2001 - 2006 гг. до 250 - 300 МВт в год период 2007 - 2011 гг. Вводы мощности на ТЭС будут в основном ориентированы на использование новых технологий - ПГУ и ГТУ.

Планомерные вводы на электростанциях связаны не только с выработкой ресурса действующего оборудования, но и с необходимостью экономии топливно-энергетических ресурсов за счет ввода агрегатов с низкими удельными расходами топлива.

В период 2006-2010 гг. будут построены и введены в эксплуатацию вторая ПГУ мощностью 400 МВт на площадке ГРЭС "Шимал" и ПГУ мощностью 400 МВт на территории Сумгаитской ТЭЦ-1. Также будет завершена реконструкция Азербайджанской ГРЭС. Наращивание мощности энергосистемы за счет новых ПГУ позволит приступить к выводу из работы устаревших энергоблоков 150 МВт Али-Байрамлинской ГРЭС. В дальнейшем планируется полное техническое перевооружение этой электростанции. По мере строительства новых ПГУ будут поочередно выведены из работы и демонтированы старые энергоблоки.

Программа развития Азербайджанской энергосистемы предусматривает коренную реконструкцию систем управления на электростанциях, оснащение электростанций и узловых подстанций современными устройствами телемеханики, защиты и противоаварийной автоматики.

### 5.5.3. Стратегия развития

Энергетическая стратегия Азербайджана на период до 2010 года, основные положения которой одобрены решением Правительства Азербайджана, ориентирована на сценарий экономического развития страны, предполагающий форсированное проведение социально-экономических реформ с устойчивым ростом электропотребления порядка 1,5-2% в год.

Развитие энергетики Азербайджана подразумевает рост энергетической эффективности за счет поэтапной модернизации и реконструкции устаревших технологий, увеличения доли энерготеплогенераторов, снижение числа конденсирующих генераторов на время менее напряженного периода потребления энергии. Стратегия развития системы энерго и теплоснабжения в стране ставит своей целью разрешение следующих проблем:

- переход от создания больших теплоэлектростанций к конструкциям средним и малым станций на основе парогазовых и газотурбинных установок;
- постепенная замена устаревшего оборудования теплоэлектростанций (достигающая 30% от общей мощности);

- замещение изношенного оборудования на Мингечаурской ГЭС, увеличение ее проектной мощности;
- увеличение доли гидроэнергоресурсов в энергобалансе до 25% с акцентом на создание малых и сверхмалых ГЭС для коллективного и индивидуального пользования;
- сооружение ветряных электростанций на Абшеронском полуострове и в Нахичевани мощностью 15-20 МВт;
- максимально возможное снабжение теплоэлектростанций природным газом и улучшение технических, экономических и природоохранных характеристик газо-топливных станций для использования газотурбинных установок;
- техническая модернизация распределительной сети и реорганизации структуры управления энергосистемы в соответствии с переходом к рыночным отношениям;
- техническая модернизация теплоэлектростанций и паровых котлов на снабжение природным газом
- восстановление линий теплоснабжения и реорганизация структур управления системы теплоснабжения;
- использование энергии солнца и геотермальных вод для снабжения водой, теплом и конденсационированным.

#### 5.5.4. Прогноз развития

Таблица 5-6. Прогноз развития энергогенерирующих мощностей до 2025 года, МВт

	2005	2010	2015	2020	2025
ТЭС	4135	4175	4175	4175	4175
ТЭЦ	345	415	415	415	415
ГЭС	976	976	1147	1557	1857
Нетрадиционные	30	60	80	100	120
<b>ИТОГО</b>	<b>5486</b>	<b>5626</b>	<b>5817</b>	<b>6247</b>	<b>6577</b>

Таблица 5-7. Структура потребления топлива в энергопроизводстве до 2025

	2005	2010	2015	2020	2025
Мазут, PJ	128.71	108.5	77.89	53.25	-
% от общего	48.3	36.3	25.3	17.1	-
Природный газ, PJ	137.84	190.27	229.57	257.79	291.12
% от общего	51.7	63.7	74.7	82.9	100
<b>Total, PJ</b>	<b>266.55</b>	<b>298.77</b>	<b>307.46</b>	<b>311.04</b>	<b>291.12</b>

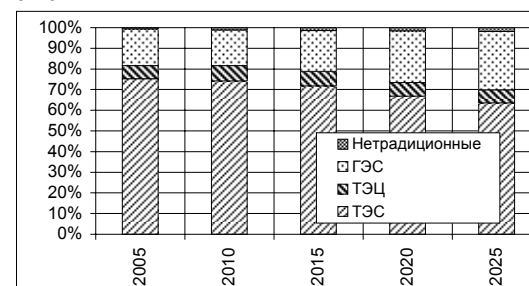
Таблица 5-8. Прогноз выработки тепла до 2025, млн. Гкал/год

	2005	2010	2015	2020	2025
ТЭЦ	14.8	24.0	25.1	26.0	26.8
Паровые котлы	7.5	7.7	8.1	8.5	8.9
<b>Итого</b>	<b>22.3</b>	<b>31.7</b>	<b>33.2</b>	<b>34.5</b>	<b>35.7</b>

Таблица 5-9. Прогноз производства и потребления электроэнергии до 2025 года

	2005	2010	2015	2020	2025
Производство	5486	4480	976	30	26.50
Потребление	5626	4590	976	60	27.00
Изменение	5817	4590	1146	80	27.64
Изменение	6247	4590	1556	100	28.56
Изменение	6577	4590	1856	120	29.52

График 5-2



## 6. Интеграция энергосистем Стран Южного Кавказа

### 6.1. Перспективы сотрудничества и пути интеграции энергосистем

Геополитическая взаимосвязанность региона диктует необходимость совместных действий в области энергетики, без которых невозможно решить ни одну проблему региона и каждой из стран. Поэтому вопрос сотрудничества энергетических систем является необходимым фактором развития интеграционного процесса в целом.

Некоторые модели сотрудничества в сфере электроэнергетики, к сожалению, остались в прошлом. Например, одна из них, осуществляемая в рамках программы Тасис, подвела уже к тому, что была инициирована модель новой Единой энергосистемы - Азербайджан, Грузия, Армения, Турция. Работа над исследованием возможностей объединения закавказских республик с энергосистемой Турции началась в феврале 1996 года и шла в начале очень активно. Страна, у которой есть излишки электроэнергии, сможет поставлять ее в любое другое из этих государств. Хотя пока все четыре страны в разной степени испытывают дефицит электроэнергии, этот проект мог бы иметь огромное значение для будущего после мира.

Для Азербайджана имеет большое значение тот факт, что в случае повышения цен на газ он может превратиться со временем в экспортера электроэнергии. Как известно, к 2006 году Азербайджан уже будет экспортировать свой газ с месторождения "Шахдениз". С дальнейшим освоением месторождений на азербайджанском шельфе Каспия республика, в скором времени, сможет полностью обеспечить свои потребности в природном газе (по мнению некоторых экспертов, азербайджанские перспективные структуры, особенно в северной части, больше газоконденсатные, чем нефтяные). То есть Азербайджан, в перспективе, имея современные установки по выработке электроэнергии, работающие на природном газе, сможет достаточно успешно осуществлять реализацию электроэнергии в третьи страны во время переговоров.

У азербайджанской энергосистемы, пока поддерживающей рабочий режим, неплохие запасы мощностей. К 2005 году, когда энергосистема разрешит свои модернизационные проблемы, Азербайджан, видимо, сможет экспортировать излишки электроэнергии. К этому времени Азербайджан рассчитывает экспортировать около 2,5 млрд. кВтч электроэнергии. По части ее экспорта определенный потенциал заложен и в некоторых направлениях проекта разгосударствления в этой сфере: приватизация малых объектов электроэнергетики и распределительных сетей, установка автономных парогенераторных станций на крупных предприятиях и строительство иностранцами собственных электростанций. Если азербайджанская экономика будет развиваться без существенных потрясений, то в будущем все это обещает избыточные экспортные резервы энергосистемы. Так что проект торгового обмена свободными энерго мощностями, а также регулирования такой единой энергосистемы вполне мог бы стать реальностью. Судя по армянским энергетическим проектам, процесс полного объединения энергосистем может начаться в любой момент, но, видимо, только после разрешения карабахского конфликта. А уже следующим этапом может стать реализация совместных энергетических проектов и по альтернативным источникам энергии.

Впрочем, подтолкнуть кооперационные процессы могут и негативные обстоятельства. Авария на Армянской атомной электростанции была бы катастрофой не только для всего Южного Кавказа, но и для регионов далеко отстоящих от него. К 2004 году атомная электростанция исчерпает свои ресурсы и ряд международных институтов считает, что к этому времени ее надо закрыть. Армения возобновила работу АЭС не от хорошей жизни, а, закрывая ее, она потребует от заинтересованных стран известных гарантий своей энергетической безопасности. Таким гарантом мог бы стать Азербайджан - наиболее энергообеспеченная страна Южного Кавказа. Но понятие энергообеспеченности, с учетом постоянных кризисов, конечно, крайне условно.

В периоды уменьшения энергопотребления вынужденно снижается и выработка на станциях, что в конечном итоге приводит к увеличению

себестоимости продукции. Чтобы избежать этого, практикуется переток электроэнергии за пределы внутренней системы, и сотрудничество в этом направлении, в конечном итоге будет способствовать повышению эффективности работы местных электростанций.

Главным препятствием на пути интеграционного процесса являются неразрешенные конфликты и политическая нестабильность. Однако существуют примеры, когда, невзирая на политические разногласия, страны успешно осуществляют совместные проекты в области интеграции энергосистем. К примеру, нельзя сказать, что все гладко в политических взаимоотношениях Азербайджана и Ирана. Однако, шаги по налаживанию взаимовыгодного экономического сотрудничества между двумя странами заметно активизировались последнее время.

Так благодаря совместным усилиям азербайджанских и иранских энергетиков стало возможным завершение строительства участка высоковольтной линии Астара (Азербайджан) – Астара (Иран). Предполагается строительство второй очереди высоковольтной линии электропередач Имишли-Парсабат. В целом, в последние годы энергообмен между Азербайджаном и Ираном достиг 600-700 млн. кВтч в год.

Азербайджанские энергетики успешно сотрудничают не только с иранскими но и российскими коллегами. После визита делегации РАО "ЕЭС России", с которой были проведены успешные переговоры о необходимости строительства второй цепи высоковольтной линии 330 кВ Дербент-Яшма. Согласно протоколу, подписанному по итогам переговоров, решено в четырехмесячный срок подготовить технико-экономическое обоснование проекта. Ввод в эксплуатацию новой ЛЭП позволит азербайджанской стороне качественно решать проблему нагрузок на электросети, а также увеличить эффективность работы электростанций.

В итоге переговоров, в Москве между Российской Федерацией и Исламской Республикой Иран подписано соглашение об обмене электрической энергией в объеме 300МВт. Таким образом, Азербайджан становится стыковой страной в вопросе передачи электроэнергии между Россией и Ираном.

Для успешного продвижения процесса интеграции в области энергосистем необходима синхронизация энергосистем региона. Синхронная работа - это альтернатива, причем более дешевая, строительству вставок постоянного тока, которые стоят примерно 40-50 млн.долл. В случае перехода на синхронную работу, переток электроэнергии можно будет осуществлять через существующие линии, а не строить вставки постоянного тока.

Экономический аспект синхронизации заключается в том, что она существенно повысит надежность функционирования электроэнергетических комплексов (наиболее наглядно это проявляется в период прохождения осенне-зимних периодов максимальных нагрузок и

в случаях ликвидации аварийных ситуаций), а также позволит использовать имеющиеся энергоресурсы более рационально за счет взаимного обмена электроэнергией.

Технологический аспект выражается в том, что резервирование мощностей позволит повысить надежность работы энергосистем. После системных аварий в ряде стран Европы данный аспект становится актуальным. С политической точки зрения, синхронизация приведет к открытости экономики, прозрачности и транспарентности.

Кроме того, чрезвычайно важным обстоятельством является то, что в синхронизации заинтересована и Россия, поскольку синхронизация энергосистем Южного Кавказа позволит повысить надежность работы электроэнергетики региона и откроет возможность экспорта российской электроэнергии на «фантастически привлекательный» (А. Чубайс) рынок Турции, где цена одного киловатт-часа более чем в 2 раза выше, чем в России.

Учитывая, что основой хозяйственного развития является энергетика, и улучшение технических характеристик электростанций служит условием увеличения выработки энергии, в перспективе особое предпочтение следует отдавать обновлению существующих и сооружению новых электростанций и созданию региональной энергетической системы. Сегодня во всем мире подходит конец явно выраженному в прошлом стремлению отдельных стран к самообеспечению энергией, поскольку если при планировании развития энергетики исходить из концепции автономной энергосистемы, то будет затруднено использование наиболее рациональных видов ресурсов. В этом аспекте особое значение имеет объединение энергосистем стран Южного Кавказа.

В основу объединения может быть положен механизм межгосударственной координации, обеспечения взаимодействия энергосистем государств, к примеру, на основе разработки или совершенствования законодательных баз этих стран. Объединение энергосистем возможно также в форме создания транснациональной корпорации по координации производства электроэнергии и ее транспортировки.

Кооперация и интеграция энергосистем необходима, она неизбежна, ибо диктуется не только географическими и историческими условиями, а, прежде всего, экономическими. Вместе с тем, в этом процессе должен быть соблюден баланс интересов интегрирующихся в единую энергосистему стран.

## **6.2. Цели, задачи и необходимые условия интеграции**

Экономическое развитие постсоветских государств Южного Кавказа и формирование рыночных механизмов вызвало к жизни поиск новых путей и условий кооперации энергосистем. Это относится, в первую очередь, к созданию новых моделей собственности и структуры

управления национальных энергетических систем, которые объективно должны придти к кооперации и интеграции. Решение этих задач будет определено в долгосрочной перспективе:

- Технологическое развитие энергетической отрасли с одновременным становлением энергосистемы Южного Кавказа
- Общий рынок электроэнергии и услуг
- Условия для инвестиционной деятельности
- Поддержка надежной, качественной, эффективной эксплуатации межгосударственных энергосвязей на основе единых принципов и стандартов при общих благоприятных условиях для всех энергетических партнеров.

Организация сотрудничества межгосударственных энергосистем возможна лишь при следующих объективных условиях:

- Отказ от политических и основных экономических барьеров для развития сотрудничества в области электроэнергии на Южном Кавказе.
- Дальнейшая либерализация энергетического рынка
- Отсутствие политических преград
- Интеграция идей и тенденций
- Процесс углубления экономических реформ

Основная цель кооперации и интеграции в области электроэнергии – создание структур и регулирующих механизмов производства электроэнергии, что должно способствовать решению многих задач, в частности, улучшению использования региональных энергоресурсов.

Это подразумевает:

- Планирование разработки ресурсов для национальных энергосистем, поддержка перспектив развития, в частности, развитие ресурсов для региональных энергосистем, учитывая региональную энергетическую политику
- Создание юридических основ, правил, документов, координации и региональных механизмов и органов, ответственных за:
  - надежную, безопасную и экономически эффективную эксплуатацию межгосударственных региональных сетей,
  - вхождение в региональный рынок электроэнергии (заполнение энергетического рынка, свободный доступ к передающим сетям),
- Создание механизмов и структур для развития и выполнения региональных энергетических проектов
- Учреждение региональной организации, которая была бы ответственна за претворение в жизнь этих мероприятий и за эксплуатацию взаимосвязанных региональных энергосистем.

В общем, кооперация и интеграция региональных энергосистем призвана усилить роль электроэнергетического сектора в потенциальном развитии

государств.

Сотрудничество и интеграция в сфере региональной энергетики выстраивается из обмена опытом и навыками по эксплуатации и планированию деятельности энергосистем, проведением совместных тренингов специалистов в области энергетики, исследований, созданию целостной структуры для эксплуатации и развития энергосистем. Взаимосвязанные национальные энергосистемы представляются очень важной ступенью по направлению к энергетической интеграции и решительным шагом на пути создания конкурентоспособного энергетического рынка. Совершенно ясно, что существует необходимость объединения усилий в каждом секторе экономики, особенно в сфере массового производства. Это особенно очевидно в производстве и снабжении электроэнергией, которой невозможно запастись, но которая может стать мощным стимулом для объединения усилий в сфере снабжения и потребления электричеством через взаимосвязь электросетей.

Безусловно, понимание необходимости выравнивания национальных систем и соблюдение качественного сохранения параметров деятельности электроэнергетики, приводит к мысли, что главным требованием совместной эксплуатации энергосистем стран Южного Кавказа является организация:

- регулирования частоты и силы, позволяющее гарантировать стабильную синхронную эксплуатацию энергосистем стран Южного Кавказа,
- техническое обеспечение стабильной эксплуатации межгосударственных линий электропередач.

Все остальные вопросы, включая, выбор регулирующей станции и складских помещений, структура системы вторичного контроля, структура автоматической безопасности и т.д. должны быть рациональны и приемлемы для каждой страны.

Однако эти два отмеченные выше требования довольно серьезны, так как необходимо разрешить следующие вопросы:

- Введение автоматического контроля за частотой и силой с установкой узловых регуляторов в национальных энергосистемах и межгосударственной энергосистеме в целом
- Введение крупных электростанций в систему первичного контроля с поддержкой требуемой маневренности.
- Установка на межгосударственном уровне автоматического ограничения энергопотока, разделения сетей, поддержка энергетического выравнивания и регулирование напряжения и т.д.

Сотрудничество в области межгосударственной энергосистемы, в своей конечной стадии, может быть определены двумя целями. Первая из них – национальные энергосети должны быть объединены, чтобы дать возможность межгосударственного обмена значительными объемами

энергией и мощностями. Далее, имея соглашение о некоем уровне качества поставок, операторы и разработчики должны прийти к единству, чтобы минимизировать региональные цены на электроэнергию и внести вклад в достижение экологических и социальных целей.

В итоге региональная интеграция будет включать в себя:

- создание, под руководством органов власти региона, наднациональной организации, ответственной, частично или полностью, за координацию участников энергетического производства, гармонизацию планирования и эксплуатационных правил и снижение цен за поставку электроэнергии;
- разработку планов по выработке и передаче электроэнергии, которые входили бы в стратегические перспективы энергетического развития всего региона.

Учитывая связи энергетиков и существующую инфраструктуру производства электроэнергии, а также отчетливые перспективы интеграции энергосистем, для определения стратегического направления кооперации энергосистем, необходимо:

- Развитие энергетических систем и подготовка участников интеграционных процессов
- Эффективное использование мощной инфраструктуры передачи электроэнергии путем объединения усилий
- Координация действий по управлению развитием и функционированию национальных энергосистем с целью повышению надежности, эффективности и качества энергоснабжения потребителей, включая мощные нефте- и газовые коммуникации региона
- Комплексная реализация экспортного энергетического потенциала

Региональная интеграция – долгий процесс, он может протекать годами. Структура регионального рынка электроэнергии развивается соответственно росту потребностей и финансовых возможностей стран региона. Кооперация региональных энергосистем способствует развитию экономической кооперации, поднимает уровень стабильности и качества энергоснабжения потребителей, приносит заметные политические и социальные преимущества властным структурам, дает ощутимую экономическую выгоду за счет экономии ресурсов, топлива, взаимопомощи, торговли в области энергетики и т.д.

### **6.3. Рекомендации по эффективной интеграции энергосистем**

Ниже представлены некоторые рекомендации для соответствующих действий в сфере организации и развития кооперации и интеграции региональных энергетических систем. Ведущие принципы этих действий, безусловно, должны быть согласованы на политическом уровне. Но претворяться в жизнь и развиваться они должны на технологическом и финансовом уровнях. Совместные действия необходимы, чтобы

сосредоточиться на следующих вопросах:

- Координация единых технических требований по регулированию частоты и силы в наднациональной энергосистеме
- Представить новые требования по унификации характеристик оборудования и систем автоматического контроля реконструируемых и строящихся электростанций
- Провести аудит основных электростанций для последующего отбора из них тех станций, которые имеют лучшие возможности модернизации и подключения их к системе первичного и вторичного контроля
- Разработка и выполнение комплекса мер по обеспечению стабильного обмена электроэнергией между государствами с установкой системы отключения и ограничения энергопотока.
- Оценка капиталовложений в усовершенствование систем регулирования и распределения, модернизация приграничных подстанций и средств телекоммуникаций для обеспечения синхронной параллельной эксплуатации межрегиональных электросетей
- Развитие необходимых технических и организационных мер
- Тренинг персонала

#### 6.3.1. Рекомендации:

##### **1. Соглашения между странами**

Эти соглашения должны определить и уточнить:

- Основные принципы региональной кооперации
- Основные критерии эксплуатации и планирования и основные правила регионального энергетического рынка
- Организация постоянных региональных координационных центров и их функции

##### **2. Политическая, законодательная и институциональная сферы**

###### **Региональная интеграция**

В энергетической политике каждой страны региональное сотрудничество должно выступать одним из основных факторов развития энергосистемы. Это должно быть признано и подтверждено каждой страной.

###### **Законы и регулирование**

Достичь необходимого уровня совместимости между национальными законодательствами в соответствии с требованиями кооперации и интеграции региональных энергосистем.

Открытая и ясная структура регулирования должна быть утверждена в каждой стране для создания в будущем конкурентоспособного рынка.

##### **3. Передача электроэнергии**

###### **Собственность**

Национальные политические доктрины отношения к собственности, эксплуатации и обслуживанию национальной передающей системы, также как объемы межгосударственных передающих линий должны быть ясно определены и гармонизированы

###### **Переток электроэнергии**

Каждая страна сама решает позволять перебрасывать мощности и/или энергию через свою систему, при условии, что это технически и экономически выполнимо.

Должно быть установлено отличие разных приоритетных уровней также как и разные цены для переброски электроэнергии.

###### **Открытый доступ**

Политика открытого доступа к передающим сетям должна быть установлена с учетом требований энергетического рынка на недискриминационной основе для пользы всех производителей электроэнергии.

##### **4. Влияние на окружающую среду**

Региональный подход к проблемам окружающей среды подразумевает:

- создание и постоянное совершенствование свода правил, критериев, руководств, инструкций, которые будут применяться каждой страной
- укрепление национальных экологических институтов
- включение проблем окружающей среды в национальное и региональное планирование

##### **5. Техническая область**

###### **Планирование**

- Упрощенный генеральный план.
- Гибкий региональный генеральный план производства и передачи энергии (обновляется каждые 2-3 года) определяющий наименее дорогой вариант.

###### **Эксплуатация**

- определение данных, собранных на региональном уровне
- определение эксплуатационных критериев
- процедуры для обычной и аварийной эксплуатации
- надежность стандартов
- внедрение и использование вспомогательных услуг
- координация защитных мероприятий
- анализ случаев простоя

Учредить региональный координационный центр со следующим кругом обязанностей и функциями:

- создать базу данных, включающую информацию о простоях

- анализировать влияние простоев на региональную эксплуатацию
- наладить обучение оперативному планированию на региональном уровне для определения возможных сбоев в нормальных или сложных ситуациях, ограничению подачи на передающие линии, ограничению перекачки энергии через страны, создания условий надежности и стабильности
- непрерывно отслеживать и координировать обычную, осложненную или аварийную эксплуатацию региональных энергосистем, внедрять и использовать вспомогательные службы, приводить в действие систему защиты линий, проверять национальные контрольные центры эксплуатации в соответствии с региональными требованиями и утвержденными стандартами
- координировать, отслеживать, улучшать обеспечение планов производства и передачи электроэнергии

## **6. Коммерция и финансы**

### **Ценообразование на передачу энергии**

Внедрить в каждой стране механизмы расчета цен, которые будут отражать фиксированные и переменные цены на передачу электроэнергии. Цены должны быть приемлемы в этих странах, прозрачны и недискриминационны, чтобы обеспечить твердую основу заинтересованности инвесторов в развитии производства и передачи электроэнергии, а также эксплуатации региональных передающих сетей.

Цены на передачу электроэнергии и приоритеты ее прокачки должны быть определены так, чтобы сделать открытый доступ наиболее эффективным.

### **Производственный тариф**

Внедрить в каждой стране механизмы расчета производственного тарифа, базирующиеся на двух составляющих: первая основывается на наличествующих мощностях и соответствующих фиксированных ценах, вторая – имеет отношение к текущим поставкам электроэнергии и переменным ценам на энергию.

### **Налоги и платы за энергоресурсы**

Каждой стране следует разрабатывать и проводить совместимую для всех стран налоговую политику в производстве и продаже электроэнергии.

### **Вспомогательные службы**

Разработать формы оплаты деятельности вспомогательных служб, которые должны быть также совместимы для всех стран.

### **Определение стоимости мощностей и расчет платежей за электроэнергию**

Установить правила, совместимые с региональными требованиями для определения стоимости электроэнергии и форм ее оплаты.

### **Существующие контакты**

Оценить существующие контакты возможно в рамках институциональных и коммерческих структур

### **Инвестиции**

Действия, которые страны должны предпринимать и координировать на региональном уровне, чтобы привлечь и поддержать частных инвесторов и смягчить возможные риски при капиталовложениях:

- преодолеть внутренние рыночные барьеры
- проводить ясную политику по отношению к регулирующим структурам, ценообразованию, налогам и пошлинам, конвертируемости национальных валют, открытого доступа к передающим сетям
- проведение ясной политики управления
- оказывать внимание проблемам окружающей среды
- избегать рискованных вложений
- установить правила, руководства, модели для изучения проектов, бизнес-планов, анализов рисков, финансовых и операционных структур, обязательств, контрактных соглашений.

### **Финансовая поддержка**

Контракты следует заключать с финансовыми институтами на многосторонней или двусторонней основе с целью оценки собственных финансовых и других возможностей, чтобы привлечь частные капиталовложения.

## **7. Другие действия**

### **Тренинги**

Программы тренингов должны быть составлены для персонала, работающего в разных областях интеграции энергосистем. Операторам региональной энергосистемы следует быть первыми, кто пройдет эти тренинги и получит от них реальную выгоду.



## Грузия

### 1. **Общэкономическое состояние Грузии**

На сегодняшний день результаты экономической трансформации в Грузии, вряд ли можно считать утешительными. Целью экономической реформы, длящейся на протяжении последних десяти лет, являлась замена старой командно-административной системы на более эффективную рыночную систему хозяйствования. Формирование рыночной экономики само по себе не является самоцелью, напротив, это средство для достижения других целей, таких как повышение уровня жизни и благосостояния населения, создание основ для роста экономики и демократического развития общества.

Следует отметить, что свою приверженность формированию новой экономической системы Грузия продемонстрировала с самого начала процесса экономического реформирования. В условиях когда в результате развала централизованно-плановой экономической системы бывшего СССР экономика Грузии оказалась в состоянии близком к коллапсу, когда ВВП уменьшился почти на 80%, когда уровни инфляции, безработицы и дефицитов государственного бюджета и платежного баланса выросли катастрофически, а обнищание и падение уровня жизни затронуло широкие слои населения, только радикальное преобразование "обанкротившейся" экономической системы могло помочь стране справиться с возникшими трудностями. Такое "радикальное" преобразование, направленное прежде всего на стабилизацию экономической ситуации было предпринято властями Грузии в рамках антикризисной государственной программы, разработанной при поддержке МВФ и ВБ во второй половине 1994 г. В ходе реализации антикризисной программы за достаточно короткий срок были осуществлены следующие важные мероприятия: либерализация торговли и цен, введение конвертируемой валюты и поддержание ее стабильности, проведение рестрикционной монетарной и фискальной политики, реформирование банковского сектора и налоговой системы, приватизация государственной собственности, формирование рыночных институтов и инфраструктуры. Несмотря на неблагоприятные "стартовые условия" (внешние экономические шоки в следствии распада СССР, гражданские и военные конфликты, уровень ценовых искажений на начальном этапе реформ), в целом, в результате осуществленных мероприятий Грузии удалось достичь значительных результатов, в частности: ликвидировать дефицит на товары первой необходимости; обеспечить рост ВВП, после пяти лет непрерывного падения производства; снизить рост цен с гиперинфляционного до приемлемого уровня; стабилизировать обменный курс национальной валюты; расширить частный сектор экономики и т.д.

Однако экономический кризис 1998 года, импортированный из России, показал, что экономика страны еще не достигла состояния устойчивости перед лицом внешних, либо внутренних угроз. Величина ВВП в 2000 г. не

превышала 29% от величины ВВП 1990 г. Иными словами, за годы реформы Грузия восстановила всего лишь менее одной трети своего экономического потенциала, что остается самым низким показателем среди стран СНГ и Восточной Европы. В целом можно констатировать, что система хозяйствования, функционирующая сегодня в Грузии, по своим характеристикам не соответствует большинству "западных" стандартов рыночной экономики, уровень жизни и благосостояние населения далеки от желаемого состояния, отсутствуют предпосылки для устойчивого роста экономики.

Одним из главных факторов определяющих экономический рост является состояние электроэнергетического сектора – важнейшего инфраструктурного элемента

## **2. Электроэнергетический сектор Грузии**

### **2.1. История формирования**

#### **2.1.1. Электроэнергетика Грузии – составная часть энергетической системы СССР.**

Электроэнергетика Грузии свою историю отсчитывает с 1887 г., когда были запущены первые электрогенераторы на базе тепловых двигателей для освещения Тифлиского театра, муниципального банка и караван-сарая. Инициатором электрификации города был Илья Чавчавадзе.

К концу XIX столетия в Грузии работали 8 малых станций, в 1902 г. же запускаются первые станций продающие энергию внешним потребителям. В 1911 г. бельгийской компанией была запущена крупнейшая по тем временам ТЭС мощностью 1680 кВт с поршневыми тепловыми двигателями для энергоснабжения трамвайного хозяйства Тифлиса. Всего в то время в Грузии эксплуатировалось 70 малых ТЭС общей мощностью до 8 МВт и годовой выработкой энергии до 20 млн кВтч.

В 1898 г. по распоряжению Великого князя Михаила в Боржомском ущелье была построена первая ГЭС мощностью 290 л.с. Произошло это событие всего на 3 года позднее запуска первой в Российской империи ГЭС на реке Охта вблизи Санкт-Петербурга. Позднее в причерноморской курортной зоне были построены еще 4 ГЭС общей мощностью 1235 л.с. К 1913 г. в Грузии работало 7 ГЭС общей мощностью 1,3 МВт что составляло 16% суммарной установленной мощности всех электростанций.

В период Первой мировой войны энергостроительство прекратилось, условия же эксплуатации существующих мощностей ухудшились. К 1919 г. годовая выработка электроэнергии уменьшилась на четверть.

С установлением советской власти в 1921 г. в Грузии государством были экспропрированы все электростанции мощностью более 200 л.с.

Качественно новым этапом в развитии электроэнергетики Грузии явилось

сооружение в рамках плана ГОЭЛРО Земо-Авчальской ГЭС (в зоне слияния Куры и Арагви). Решение о начале строительства было принято 27 мая 1922 г.. ГЭС с четырьмя агрегатами (с суммарной мощностью 12,8 МВт) была введена в эксплуатацию 26 мая 1927 г.

На последующем этапе было начато освоение гидроэнергетического потенциала Риони. Были сооружены Рионская ГЭС вблизи Кутаиси (1933 г., мощность 48 МВт), каскад Гуматских ГЭС (1956-1958 г.г., суммарная мощность 67 МВт), каскад Варцихских ГЭС (1972-1987 г.г., суммарная мощность 184 МВт).

Первой высоконапорной регулирующей ГЭС с водохранилищем большого объема явилась первая ступень Храмского каскада (мощность 112,8 МВт, перепад 330-340 м), которая была сооружена в 1941-1945 г.г. Вторая ступень (110 МВт, перепад - 160-180 м) была введена в эксплуатацию в 1963 г.

Первой в СССР ГЭС с плотинной арочного типа явилась Ладжанурская ГЭС (1960 г., 116,4 МВт) сооруженная на Риони с привлечением части стока реки Цхенисцкали.

Параллельно строились также ряд ГЭС относительно меньшей мощности, а также, около трех сотен сельских малых ГЭС.

Параллельно с гидроэлектроэнергетикой развивалась и теплоэлектроэнергетика Грузии.

В 1930 г. была пущена ТЭЦ Батумского нефтеперерабатывающего завода (6,8 МВт с дальнейшим доведением до 19 МВт), в 1938 г. - первая крупная базисная Ткварчельская ТЭС (110 МВт) на базе местного угольного производства, в 1939 - единственная в Грузии Тбилисская отопительная ТЭЦ (12 МВт).

Параллельно с расширением электрогенерирующей базы было начато формирование единой энергосистемы Грузии. Если введенная в 1927 г. в эксплуатацию первая в Грузии высоковольтная ЛЭП ЗАГЭС-Тбилиси (35 кВ) обеспечивала энергоснабжение только столицы, то введение в 1932 г. ЛЭП Загэс-Рионгэс (110 кВ) уже стало первым шагом на пути создания единой энергосистемы Грузии. Энергию получили Зестафонский ферросплавовый завод, Чиатурские рудники, Ткибульские шахты и перевальный участок Закавказской железной дороги. Позднее к указанной ЛЭП присоединились Аджарисцкальская и Абашская ГЭС и Ткварчельская ТЭС. Уже к 1938 г. подобное энергообъединение сформировалось в прообраз нынешней энергосистемы Грузии.

Следующий качественный этап в развитии электроэнергетики Грузии связан с сооружением в 60-70 годы Тбилисской ГРЭС и каскада Ингурской ГЭС.

Первый тепловой конденсационный энергоблок Тбилисской ГРЭС (в г. Гардабани, в 40 км от Тбилиси) мощностью 150 МВт был запущен в 1963 г. После введения последнего восьмого аналогичного энергоблока в 1972 г. общая мощность ГРЭС достигла 1250 МВт, годовая выработка составила

7,9 млрд. кВтч при общей годовой выработке всей энергосистемы 14,2 млрд. кВтч. В 1989-1994 г.г. ГРЭС была расширена девятым и десятым энергоблоками на сверхкритические параметры пара по 300 МВт каждый. Флагман грузинской энергетики, крупнейшая на Кавказе Ингульская ГЭС введена в эксплуатацию в 1978 г. В 1980 г. она достигла проектной мощности 1300 МВт. Основным сооружением ГЭС является уникальная арочная бетонная плотина высотой 271,5 м. Отработанная вода поступает в перепадные ГЭС-I, II, III, IV, с суммарной мощностью 330 МВт (введенные в эксплуатацию с опережением, в 1971 г.). Каскад Ингульской ГЭС с общей установленной мощностью 1630 МВт и проектной среднегодовой выработкой энергии 5,5 млрд. кВтч использует суммарный гравитационный перепад 510 м.

Для комплексного решения проблемы энергоснабжения и водоснабжения городов Тбилиси и Рустави, а также регулирования оросительных систем к 1985 г. на Араги была построена Жинвальская ГЭС.

В настоящее время установленная мощность всех станций Грузии составляет 4330 МВт. Из-за резкого ухудшения технического состояния энергосистемы за последнее десятилетие располагаемая мощность составляет только около 2300 МВт.

Параллельно с сооружением Тбилисской ГРЭС и Ингульской и других ГЭС развивалось и системное электросетевое хозяйство.

К 1959 г. были построены ряд ЛЭП и подстанций на напряжение 220 кВ, составившие системуобразующую электросеть.

К концу 1960-х началось освоение ЛЭП напряжением 500 кВ для чего были сооружены соответствующих подстанции в Зестафони и Ксани. Строились также межсистемные ЛЭП. Уникальная ЛЭП-500 кВ "Кавкасион" и ЛЭП-220 кВ "Салхино" связывают с Россией, ЛЭП-220 кВ "Алаверди" – с Арменией, ЛЭП-500 кВ "Мухрани" и ЛЭП-330 кВ "Гардабани" – с Азербайджаном, ЛЭП-220 кВ "Аджара" – с Турцией.

В конечном счете, хотя энергосистема и управлялась собственным центральным диспетчерским управлением, энергосистемы республик Закавказья все же сформировались как составные части единой Закавказской энергосистемы (с объединенным диспетчерским управлением, расположенным в г. Тбилиси), входящей со своей стороны в состав единой энергосистемы Европейской части СССР (с диспетчерским центром в г. Москве).

Широко были развиты в Грузии и низковольтные распределительные сети, охватывшие к 1990-м годам практически все населенные пункты республики.

Острейший политический и экономический кризис, сопровождавший первое десятилетие независимой государственности Грузии, особо тяжело отразилось на состоянии электроэнергетики. Широкая коррупция и массовое хищение электроэнергии надолго оставила энергосистему без средств нормального существования. В результате почти вдвое снизились

работающие мощности и выработка энергии, возник острый энергетический кризис.

Начатые в стране реформы отрасли на фоне отсутствия в прошлые годы политической воли на преодоление указанных выше негативных процессов не привели к желаему прогрессу. С большим опозданием и в малом объеме ведутся необходимые реабилитационные работы. Несмотря на приватизацию части сетей и генерирующих мощностей и передачу остальной части энергосистемы в управление иностранных (западных) компаний, проблема оплаты используемой энергии остается весьма острой. Она полностью не решена даже в приватизированной электросети г. Тбилиси. В целом же по стране неоплаченными остаются более 50% подаваемой энергии.

Обеспечение перелома в подходах к энергетической проблеме в целом стоит на повестке дня нового руководства страны и грузинского общества.

#### 2.1.2. Развал Советского Союза. Кризис энергетики Грузии

Энергосистема Грузии была частью Закавказской объединенной системы. В настоящее время она функционирует изолированно. Выработка электроэнергии осуществляется как гидро-, так и теплостанциями. Суммарная установленная мощность электростанций обоих типов на сегодняшний день составляет 4151 МВт, с годовой проектной выработкой электроэнергии 19 млрд.кВтч. Основными источниками электроэнергии являются гидростанции- 60% и теплостанции - 40%. Мощности и структура выработки соответственно распределены следующим образом: гидростанции - 2473 МВт и 9млрд.кВтч; теплостанции - 1678 МВт и 10 млрд.кВтч. С 1990 года начинается кризис в энергосистеме Грузии. После распада СССР были нарушены традиционные связи с бывшими союзными республиками. Прекратилась централизованная подача топлива на тепловые электростанции, которые полностью были ориентированы на импортное топливо. По той же причине из центральных фондов прекратилась поставка оборудования, запчастей и материалов, необходимых для проведения текущих и капитальных ремонтных работ объектов энергосистемы.

В стране установился тотальный синдром неуплаты стоимости потребленной электроэнергии, что вызвало нехватку денежных средств для приобретения топлива и проведения ремонтных работ в системе энергетики. С другой стороны, массовый уход высококвалифицированных специалистов (из-за невыдачи зарплаты) резко снизил уровень эксплуатации оборудования, что стало причиной частых аварий в энергосистеме. Более двух лет энергосистема страны работала на недопустимо низкой частоте, что имело катастрофические последствия. Вышло из строя большое количество оборудования и установок. Ухудшился общий технический уровень энергосистемы.

Можно сказать, что на сегодняшний день в стране нет ни одной

электростанции, работающей на проектных параметрах. Аналогичное положение в хозяйствах электросети, а также в системной автоматике и релейной защите. Для их восстановления требуются большие средства.

### 2.1.3. Становление энергетики Грузии

Реформа сектора электроэнергетики –главной естественной монополии страны была выполнена в соответствии с общими принципами экономического преобразования страны и приватизации.

Реформы начались малой приватизацией; из 30 малых гидроэлектростанций, находящихся в подчинении «Сакэнерго», 19 были приватизированы в различных формах.

В первой половине 1995 г. вся система дистрибуции электроэнергии организационно отделилась от единой энергосистемы и была передана в распоряжение местных органов власти. Это решение было основано на представлении о том, что местные органы управления, исходя из собственных интересов, лучше обеспечат беспрепятственную поставку электроэнергии населению, так же как полную выручку платежей за потребленную электроэнергию, и соответственно, обслуживание низковольтной сети передачи.

Для преодоления целого ряда проблем, имеющих в электроэнергетике стало необходимым коренное преобразование отрасли и проведение такой реструктуризации, которая обеспечила бы условия для проведения рациональной государственной политики. Реструктуризация была нацелена на разделение политических и экономических функций управления, на устранение государственных монополий в отрасли, на введение разнообразных форм собственности, на создание электроэнергетического рынка и конкурентной среды для системы электропроизводства, способной к эффективному функционированию на иностранных рынках, на привлечение иностранных и местных инвестиций и, на этой основе на реанимацию и модернизацию отрасли. С этой целью, по распоряжению Президента Грузии от 5 октября 1995 был создан госкомитет реструктуризации в секторе энергетике и электрофикации. На основании разработанной комитетом проекта "реструктуризации, корпоратизации и приватизации", был издан приказ Президента Грузии за №437 от 4 июля 1996г., в соответствии которым при Министерстве Экономики была создана Электроэнергетическая Регулирующая Комиссия, которой было поручено регулирование оптовых и розничных тарифов электроэнергии.

Был реорганизован Государственный департамент "Сакэнерго". На его базе три финансово-независимые организации, которые в настоящее время осуществляют управление тремя участками электроэнергетики - генерации, передачи-диспетчеризации и распределения.

## 2.2. Электроэнергетика Грузии

### 2.2.1. Доля электроэнергетического сектора в формировании ВВП

Как уже отмечалось, одним из главных факторов определяющих экономический рост является состояние электроэнергетического сектора – важнейшего инфраструктурного элемента. Электроэнергетический сектор с одной стороны напрямую вносит вклад в формировании ВВП страны (см. таблицу 2-1), а с другой стороны почти любое производство нуждается электроэнергии в том или ином количестве.

**Таблица 2-1. Выпуск продукции энергетическим сектором (по текущим ценам, тыс. Лари)**

	1998	1999	2000	2001	2002
Производство в целом	809,4	975,1	1051,9	1080,6	1228,1
Энергетический сектор	301,3	368,3	378,7	376,5	411,7
Доля энергетического сектора	37,23	37,78	36,00	34,84	33,52

Настоящее производство электроэнергии (7,04 млрд. кВтч. в 2003 году) составляет 45% электроэнергии производимой в 1989 году (15,8 млрд. кВтч.). Падение производства в области наглядное. Это падение рассматривается как одно из важнейших причин падения величины ВВП. Согласно исследованию Европейского Банка Реконструкции и Развития производства Грузии простаивают 63 дней в году только из-за отключения электроэнергии.

### 2.2.2. Основные направления развития

Еще до смены руководства в стране была разработана концепция развития электроэнергетического сектора. В ней определены основные стратегические задачи энергетической политики:

- рациональная реабилитация и модернизация энергетического сектора;
- взаимосогласованное развитие всех отраслей энергетического сектора;
- создание правовых, организационных и экономических условий местных энергетических ресурсов;
- рациональное освоение транзитного потенциала энергоресурсов региона – осуществление функции энергетического коридора;
- приоритетное развитие гидроэнергетики, в первую очередь в направлении увеличения экспорта пиковой энергии;
- преобразование расточительной инфраструктуры энергопотребления в систему экономически эффективного и сбалансированного потребления;
- освоение ресурсов возобновляемой энергии;

- внедрение рациональных методов производства и использования тепловой энергии;
- внедрение в системе производства-потребления энергии природоохранных технологий;
- завершение реструктуризации и приватизации энергетических отраслей;
- обеспечение политических условий для утверждения здоровых экономических механизмов в энергетическом секторе; организационное совершенствование и концептуальное усиление системы государственного управления энергетического сектора;
- создание резервных мощностей с целью обеспечения устойчивости и надежности энергетической системы в условиях автономного функционирования.

В концепции также сформулированы принципы формирования энергетического коридора и региональной политики, а также энергетической безопасности.

В настоящее время новое правительство разрабатывает «Государственную политику в Энергетическом Секторе».

### 3. Субъекты электроэнергетического сектора Грузии

#### 3.1. Производство

Стратегическое местоположение Грузии позволяет стране участвовать во многих крупномасштабных проектах, связанных с инфраструктурой энергосектора страны, выполнение которых запланировано в Кавказском регионе. Существует мнение, что объединение Грузии с энергосистемами соседних – России, Азербайджана, Армении и Турции создает более жизнеспособную и единую систему, которая принесет много выгоды всем подключенным энергосистемам. Международный опыт показывает, что существуют важные экономические и технические выгоды, которых должны получить все стороны участвующие в создании взаимосвязанной единой энергосистемы. Для этого потребуются модернизация систем управления коммуникаций и диспетчеризации электро-энергетического сектора с целью достижения экономической эффективности.

Электро-энергосистема Грузии, прежде всего, использует энергию, произведенную гидроэлектростанциями, которая составляет 60% от суммарной генерации. Генерация для энергосистемы Грузии главным образом сконцентрирована в двух регионах Грузии – Северо-западном и Юго-восточном.

С целью перспективы функционирования макросистемы электро-энергосистема Грузии легко может быть разделена на две части, в частности на системы Западной и Восточной Грузии. Такое разделение происходит естественно, так-как Западную и Восточную Грузию разделяет

горный хребет. Кроме этого местоположения источников генерации электроэнергии, центры их нагрузки и инфраструктура электропередачи, также соответствуют разделению на Западные и Восточные энергосистемы Грузии. В западной Грузии имеются много гидроэлектростанций – Энгури (1 300 мегаваттов); Вардна (340 мегаваттов), Ладжанури (111 мегаваттов), Варцихе (184 мегаватта), Ткибули (80 мегаваттов), Шаори (39 мегаваттов), Риони (48 мегаваттов) и Гумати (47 мегаваттов). Главные центры нагрузки - Кутаиси и Батуми.

В Восточной Грузии расположен ТбилГРЭС (840 мегаватт) и АЭС Мтквари (600МВт); В Восточной Грузии имеются также гидроэлектростанции, такие как Храми 1 и 2 (по 110 мегаваттов) и Жинвали (130 мегаваттов). Центром самой высокой нагрузки является город Тбилиси, который простирается на 40 км между гористыми ущельями. Другими важными центрами нагрузки являются Руставский Металлургическая завод и Руставский химкомбинат «Азот».

#### 3.1.1. Характеристики существующих и перспективных теплоэлектростанций

Несмотря на высокий гидроэнергетический потенциал Грузии, в осенне-зимний период мелководье рек вызывает дефицит в базовой электроэнергии, который должен быть покрыт мощностями ТЭС. Анализ и результаты исследований, проведенных различными международными организациями, показывают, что требуется увеличение удельного веса выработанной ТЭС электроэнергии в энергетическом балансе Грузии. Выполнение этих рекомендаций будет иметь большое значение для выхода Грузии из состояния энергетического кризиса. Необходимость увеличения базовых мощностей ТЭС подтверждают и исследования грузинских специалистов.

Основные характеристики существующих в Грузии ТЭС по состоянию на 2003 г. приведены в таблице 3-1.

Таблица 3-1. Основные характеристики существующих в Грузии ТЭС по состоянию на 2003 г.

Наименование ТЭС	Установленная мощность (МВт)	Количество агрегатов	Состояние на 2003 г.	
			Проект	Фактическая
ТбилГРЭС	840.0	195	5040	18.8
АЭС Мтквари	600.0	200	3600	614.8
ТбилТЭЦ	18.0	6	100	-
ТЭЦ Руставского металлургического комбината	124.0	0		0
ТЭЦ Кутайского автозавода	10.0	0		0
ТЭЦ Батумского нефтеперерабатывающего завода	19.5	0		0
Ткварчели ГРЭС	220.0	-		-

В формировании энергетического баланса Грузии значительную долю вносят базовая станция ТбилГРЭС и АЭС Мтквари, а роль ТбилТЭЦ в этом плане незначительна. В ближайшем будущем работы по реабилитации и реконструкции должны быть направлены на улучшение технического состояния и характеристик этих теплоэлектро станций.

Как известно, с 2000 г. владельцем 300 МВт-ных № 9 и 10 энергоблоков ТбилГРЭС стала Американская компания AES, и эта часть ТбилГРЭС стала называться "АЭС Мтквари". В 2003 г. Американская компания передала все свои владения Российской компании РАО «ЕЭС России». К концу 2003 года 9-ый энергоблок установленная мощность которой 300МВт, а рабочая мощность 200МВт. Были периоды когда энергоблок работал на экономически неоправданной низкой мощности. Что касается 10-ого энергоблока, то он вышел из строя еще 22 Декабря 2001 года. До сегодняшнего дня еще не установлена ответственная за аврию сторона. Также не ясна дальнейшая судьба станции.

Что касается первых восьми энергоблоков, то они являются собственностью государства. Техническое состояние этих блоков очень тяжелое. В частности, №1 и №2 блоки должны быть списаны. Ни один блок, кроме 3, 4, и 8 не функционирует. Все блоки амортизованы.

В таком же тяжелом состоянии находится ТбилТЭЦ, расположенный в центре города. У агрегатов этого ТЭЦ давно прошел период амортизации. В будущем, для нормального функционирования ТбилТЭЦ требуется выполнение работ по реконструкции и восстановлению станции.

Остальные ТЭС, приведенные в таблице 3-1, кроме ТкварчелГРЭС, являются ведомственными. Большинство из них давно не функционирует. Восстановление и реконструкция этих станций потребует больших средств. Следует отметить, что перспектива восстановления-реконструкции ведомственных станций находится под вопросом из-за неопределенности перспектив функционирования самих производств.

Также непонятна судьба ТкварчелГРЭС. По политическим обстоятельствам и техническому состоянию станции ее восстановление в ближайшее время проблематично.

Перечень ТЭС, с указанием характеристик по состоянию на 2003 год и после реабилитации, приведен в таблице 3-2.

**Таблица 3-2. Перечень ТЭС, с указанием настоящих характеристик и характеристик после реабилитации**

	□□□□□□□□ □□		□□□□□□□□ □□□□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□□□□□	
	полная, млн.долларов США	Удельная, доллар США/квт	полная, млн.долларов США	Удельная, доллар США/квт
ТбилГРЭС	195,0	840,0	120,0	186
АЭС Мтквари	200,0	600,0	80	200

ТбилТЭЦ	6,0	18,0	6,0	500
---------	-----	------	-----	-----

Приведение в действие ТбилТЭЦ не только проблема обеспечения центральных районов города электроэнергией будет частично решена, а проблема отопления и обеспечения этих районов горячей водой также будет частично решена.

Наряду с реабилитацией существующих ТЭС необходимо рассмотреть вопросы строительства новых перспективных ТЭС. Тем более, что одной из главных причин энергетического кризиса страны является нехватка базисных мощностей. Вместе с тем, как было отмечено, в исследованиях различных международных организаций доказана необходимость увеличения доли ТЭЦ в общей генерации электроэнергии.

Однако, справедливости ради, необходимо отметить, что существует и другое мнение. В частности, в связи с развитием и расширением практики использования индивидуальных, автономных систем отопления, актуальность постройки новых ТЭС уменьшается, тем более, что по расчетам экспертов только за счет реабилитации существующих генерирующих объектов в Грузии, можно достичь выработку удовлетворяющую прогнозируемый спрос в 2020 году.

Ниже, в таблице 3-3 приведено размещение перспективных ТЭЦ на территории Грузии и их основные характеристики.

**Таблица 3-3. Размещение перспективных ТЭЦ на территории Грузии и их основные характеристики**

	□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□		□□□□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□□□□□	
	полная, млн.долларов США	Удельная, доллар США/квт	полная, млн.долларов США	Удельная, доллар США/квт
ТЭС (в восточной части Тбилиси, восточная Грузия)	300,0	1800,0	150,0	500
ТЭС (Зестафони 3-д ферросплавов, западная Грузия)	45,0		20,25	450
ТкибулГРЭС (Ткибули, западная Грузия)	220,0			
ТЭС (Кобулеты, западная Грузия)	15,0		6,75	450
ТЭС (Мерия, западная Грузия)	300,0	1800,0	150,0	500

Генерированная в Грузии на сегодняшний день электроэнергия недостаточна для полного удовлетворения потребления страны. Для надежного и бесперебойного электроснабжения в первую очередь необходимо определить пути повышения выработки электроэнергии, опирающиеся на высококачественную реабилитацию существующих объектов генерации и внедрение новых эффективных энерготехнологий и

строительство новых источников генерации.

Для преодоления энергетического кризиса в Грузии одним из важнейших условий является увеличение базисных мощностей. В этом плане необходимо произвести реконструкцию ТбилГРЭС и ТбилГЭС. Также необходимо построить в стране 200-250 МВт-ые ТЭС, работающие в комбинированном цикле на базе современных газотурбинных установках. Размещение этих ТЭС-ов по территории Грузии должно быть произведено таким образом, чтобы свести к минимуму перетоки электроэнергии.

### 3.1.2. Характеристики существующих и перспективных гидроэлектростанций

Суммарная установленная мощность основных 14-ти гидроэлектростанций Грузии составляет 2473 МВт. При составлении энергетического баланса и планов оптимального развития электроэнергетики страны были приняты во внимание только те гидроэлектростанции, мощность которых 9 МВт. В таблице 3-4 приведены характеристики этих станций по состоянию на 2003 гт.

**Таблица 3-4. Характеристики гидроэлектростанций, мощность которых превышает 10 МВт по состоянию на 2003 гт.**

наименование ГЭС	мощность, МВт	выработка, млн. кВт.ч	проект	факт
ХрамГЭС-1	113,45	60	217,0	312,1
ХрамГЭС-2	110,0	60	370,0	104,9
ЗаГЭС	36,8	20	203,0	154,2
ОртачалГЭС	18,0	10	90,0	76,0
ЖинвалГЭС	130,0	60	500,0	354,3
ВарцixeГЭС	184,0	67	1000,0	744,7
ЛаджанурГЭС	111,84	27	425,0	215,4
ТкибулГЭС	80,0	35	165,0	153,1
РионГЭС	48,0	32	325,0	291,1
ШаорГЭС	38,4	27	148,0	141,5
ГуматГЭС	66,8	25	365,0	181,2
АцГЭС	16,0	6	97,0	43,8
ИнгурГЭС	1300,0	750	4330,0	3066,5
Перепадная ГЭС-1	220,0	50	700,0	356,3

Как видно из таблицы 3-4, гидроэлектростанции по количеству установленных мощностей и соответствующей выработкой электроэнергии неравномерно распределены по регионам. Так, например, в плотно населенном Восточном регионе страны суммарная установленная мощность гидроэлектростанций составляет всего 408,25 МВт. В связи с этим, для установления определенного баланса требуется передача электроэнергии из Западного региона в Восточный и Центральный регионы страны, что, в свою очередь, увеличивает потери электроэнергии в ЛЭП.

В настоящее время первоочередной задачей в энергосистеме Грузии является восстановление ГЭС больших и средних мощностей, а также ремонт и усиление ЛЭП и ПС. Исходя из оценки затрат на восстановление одного киловатта, проведение восстановительных работ более экономно, чем строительство новых станций. В таблице 3-5 приведен перечень тех ГЭС, которые в первую очередь требуют проведения восстановительных работ.

**Таблица 3-5. Перечень ГЭС, требующих проведения восстановительных работ**

наименование ГЭС	мощность, МВт	выработка, млн. кВт.ч	полная, млн. долларов США	Удельная, доллар США/квт
ХрамГЭС-1	113,45	60	ведется	
ХрамГЭС-2	110,0	60	ведется	
ЗаГЭС	36,8	20	8	476
ОртачалГЭС	18,0	10	4	500
ЖинвалГЭС	130,0	60	50	714
ВарцixeГЭС	184,0	67	ведется	
ЛаджанурГЭС	111,84	27	ведется	
ТкибулГЭС	80,0	35	35	778
РионГЭС	48,0	32	ведется	
ШаорГЭС	38,4	27	32	281
ГуматГЭС	66,8	25	12	287
АцГЭС	16,0	6	-	
ИнгурГЭС	1300,0	750	110	200
Перепадная ГЭС-1	220,0	50	40	235

Проведение реабилитационных работ ГЭС, приведенных в таблице 3-5 является экономически выгодным. Восстановив ИнгурГЭС и Перепадную Мы получим дополнительно 720МВт за 150млн долларов США, в то время как для построения новой ГЭС с такой же установленной мощностью потребуются значительно большие средства.

Для освоения существующего гидроэнергетического потенциала в Грузии, наряду с реабилитацией существующих ГЭС, необходимо строительство новых ГЭС. Перечень перспективных ГЭС, их характеристики и наименование регионов, в которых предлагается их строительство, приведены в таблице 3-6.

**Таблица 3-6. Перечень перспективных ГЭС, их характеристики и наименование регионов, в которых предлагается их строительство**

наименование ГЭС	мощность, МВт	выработка, млн. кВт.ч	Полная, млн. долл. США	Удельная, доллар США/кВт
Фаравани	120,0	443,0	168,0	1400

Абули (Ниноцминда, р. Фаравани)	8,5	37,0	18,0	2080
Фоничала	20,0	120,0	39,0	1940
Рустави (р.кура)	14,0	55,0	33,0	2350
Сторийский каскад	11,0	65,0	29,0	2600
Хадори (Ахмета, р.Алазани)	24,0	140,0	28,0	1167 построено, но запланированы мощности еще не достигнуты
Минадзе (Ахалцихе, р.Кура)	41,0	108,0	70,0	
Твиши	100,0	404,0	141,0	141,0
Намахвани	250,0	928,0	259,0	1036
Жонети	100,0	346,0	134,0	1335
Цагери	140,0	488,0	174,0	1240
Орбели	80,0	270,0	100,0	
Зестафонский каскад	118,0	610,0	136,0	1900
Дзевра	25,0	55,0	54,0	2200
Губазеули	80,0	327,0	84,0	2350
				530
Худони	638,0	1450,0	338,0	строительство остановлено
Тобари	600,0	2190,0	-	-
Чери	107,0	347,0	120,0	1401

По нашему мнению, несмотря на то, что некоторые из этих ГЭС кажутся выгодными, ни один из них не является экономически привлекательным, т.к. требуют больших капиталовложений на 1 кВт установленной мощности. Это соображение подтверждается тем, что Грузия уже имеет избыточную пиковую мощность (на ИнгурГЭС и других ГЭС-ах). Но использование этих ресурсов возможно только в короткий промежуток времени из-за нехватки ресурсов воды. Многие ГЭС имеют очень низкую выработку электроэнергии зимой, когда потребность в электроэнергии максимальная.

### 3.1.3. Малые ГЭС и другие альтернативные энергетические ресурсы

В течение множества лет грузинскими учеными и экспертами проводилось изучение и разработка технологий использования источников возобновляемой энергии. Однако, из-за ориентации энергетической политики в бывшем Советском Союзе на строительство крупных электростанций работающих на природном газе, а также атомных электростанций источники возобновимой энергии рассматривались как новации которые представляли предмет интереса ученых.

В Грузии имеются существенные геотермические ресурсы а также ресурсы энергии солнца и ветра которые могут быть использованы эффективно.

Из этих трех источников энергия ветра имеет самый большой потенциал с точки зрения прямой выработки электроэнергии. Она также представляет хорошо-развитую технологию, посредством которой возможно производить конкурентноспособную электроэнергию в ощутимом объеме. Геотермические и солнечные источники энергии предусматривают возможность значительного уменьшения потребности электроэнергии для конечных потребителей.

На основании данных, сбор которых происходит в течении 50 лет в 145 метеорологических станциях Грузии возможное количество электрической энергии произведенной с помощью энергии ветра оценено приблизительно в 1.3 млрд. кВтчас ежегодно. Основываясь на этих данных в Грузии возможно построить электростанции с суммарной мощностью до 730 мегаваттов. В Грузии стоимость строительства станций работающей на энергии ветра меньше чем 1 100 USD на 1 киловатт, и стоимость произведенной электрической энергии возможно составит 0.04 USD на 1 кВтчас, в зависимости от объема финансирования.

### 3.2. Обзор состояния линий электропередач

Грузия имеет мощную магистральную линию электропередач (ЛЭП) - 500 кВ, проходящую через всю страну и соединяющую ее с Российской и Азербайджанской сетями. Существует также 330 кВ-ая линия, соединяющая Грузию с Азербайджаном и три 220 кВ-ые линии: первая ЛЭП "Алаверди" соединяет Грузию с Арменией, вторая ЛЭП "Аджара" - с Турцией, а третья ЛЭП "Салхино" - с Россией. Схема ЛЭП Грузии приведена на рис. 1.

ЛЭП выполняет несколько функций. Через ЛЭП осуществляется импорт дополнительных мощностей электроэнергии для установления баланса внутри страны между генерацией и потреблением. Кроме того, с помощью ЛЭП осуществляется экспорт избыточной электроэнергии и организация параллельной работы с энергосистемами соседних стран.

В настоящее время эти ЛЭП используются недостаточно эффективно. Причиной такого положения является их плохое техническое состояние, вызванное разграблением ЛЭП и ПС, нарушением сроков текущих ремонтов, а также частыми повреждениями по различным причинам.

Существующая компьютерная техника в центре управления передачей электроэнергии устарела. В плохом состоянии находится также система коммуникаций. Из 34-х объектов получение информации в реальном масштабе времени возможно только из 6-ти. Многие линии коммуникации бездействуют, большинство устройств находится в таком состоянии, что их восстановление невозможно или невыгодно.

Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что Грузинская энергосистема имеет амортизированную систему электропередач, с находящегося в плохом техническом состоянии оборудование. Все это вызывает большие потери электроэнергии.



Восстановление и развитие ЛЭП и ПС, оснащение центра управления электропередачей современной техникой должно способствовать построению эффективных региональных электросетей, что требует серьезных инвестиций.

Рисунок 3-1



### 3.3. Система дистрибуции электроэнергии

В Грузинской энергосистеме существуют региональные системы дистрибуции. Наиболее развитую сеть имеет Тбилисская система распределения, владельцем которой являлась Американская компания AES. Эта компания вложила большие средства на модернизацию городской электросети и восстановление оборудования подстанций, упорядочила систему оплаты стоимости потребленной электроэнергии как от физических, так и от юридических лиц. Однако, в 2003-ем году компания все-же была вынуждена продать свои акции Российскому РАО «ЕЭС России». Существуют все условия для перехода на 24- часовое электроснабжение города Тбилиси. Для этого компания имеет собственные источники генерации (300 МВт-ые №№ 9 и 10 энергоблоки ТбилГРЭС и ХрамГЭС-1, ХрамГЭС-2), а также может закупать электроэнергию на оптовом рынке Грузии или в соседних странах, например, в России, Армении и др.

Что касается других региональных систем дистрибуции, то там положение неважное. Электросети разграблены, оборудование в подстанциях требует восстановления, неупорядочена система оплаты стоимости потребленной электроэнергии. Единственным выходом из создавшейся ситуации является укрупнение региональных систем дистрибуции и их приватизация с привлечением иностранных инвесторов.

Объединенная Распределительная Компания (ОРК) была создана в 2002 году путем объединения региональных компаний. ОРК насчитывает 5,000 сотрудников, обслуживает до 660,000 покупателей, покрывает 70%

территории страны (в основном сельские районы). Компания находилась в труднейшем финансовом положении с большой задолженностью, с низким сбором платы за потребляемую электроэнергию и в результате у нее были серьезные трудности с поставкой электроэнергии. 8-ого Мая 2003 года правительство Грузии передало ОРК в правление группе RA Consulting. Состояние компании стало постепенно улучшаться.

## 4. Управление и регулирование

### 4.1. Регулирующая комиссия

#### *РКЭГ – Регулирующая Комиссия Электроэнергетики Грузии*

Закон Грузии о электроэнергетике вступил в силу 27 июля 1997 г. Согласно закону была создана независимая комиссия – Регулирующая комиссия электроэнергетики Грузии (РКЭГ), которая имеет право выдачи лицензий и устанавливать тарифы в энергосистеме Грузии. 30 апреля 1999 года в законе о электроэнергии вошли изменения, согласно которым РКЭГ добавились функции регулирования транспортировки, продажи и дистрибуции природного газа. РКЭГ является органом, который имеет регулирующие функции в секторе электроэнергетики, включая генерацию, передачу, диспетчеризацию и распределение.

Главные функции РКЭГ в сфере электроэнергетики следующие:

- устанавливать правила и требования лицензирования, как выдаются, изменяются, приостанавливаются или прекращаются лицензии генерации, передачи, диспетчеризации и распределения;
- устанавливать и отрегулировать оптовые и розничные тарифы лицензирования генерации, диспетчеризации и распределения электроэнергии, а также тарифы между лицензиатом и потребителем;
- в рамках своих полномочий решать спорные вопросы между потребителями и владельцами лицензий генерации, передачи, диспетчеризации и распределения;
- способствовать конкуренции в сфере энергетики и сбалансировать интересы владельцев лицензий генерации, передачи, диспетчеризации и распределения;
- осуществлять мониторинг деятельности оптового рынка электроэнергетики Грузии;

РКЭГ в рамках своих полномочий издает правила и регулирующие акты, которые имеют силу нормативных актов в секторе электроэнергетики. Только законом принятым парламентом и приказом президента могут быть отменены решения, приказы и постановления РКЭГ.

#### *Министерство Энергетики Грузии*

Министерство Энергетики Грузии на которого была возложена полная ответственность за проведение государственной политики в энергетическом секторе образовано в 1996 г.

От имени правительства Грузии министерство формирует и проводит энергетическую политику, целью которой является обеспечить в стране стабильную подачу энергии, ее всеобщую доступность, правильное развитие сектора энергетики в соответствии принципов охраны окружающей среды и энергетической безопасности.

В соответствии с законом Грузии о электроэнергетике и природном газе регулирующие и операционные функции переданы разным организациям.

Регулирующие функции возложены на регулирующую комиссию электроэнергетики Грузии (РКЭГ). Подавляющую часть операционных функций осуществляют акционерские предприятия и предприятия ограниченной ответственности.

Одним из приоритетов политики Министерства является увеличение доли частного и иностранного капитала в секторе, создание привлекательной среды для инвестиций.

Министерством Энергетики руководит министр, первый заместитель министра и три заместителя.

В структуру министерства входят:

- Департамент электроэнергетики;
- Департамент перспективного развития;
- Департамент экономики;
- Департамент реформ и международных отношений;
- Департамент соискательных отраслей;
- Департамент по взаимоотношений с общественностью;
- Департамент по взаимоотношений с парламентом и законотворчества;
- Отдел лицензирования;
- Отдел информатики и новых технологий;
- Отдел безопасности;
- Аппарат министра;
- Административный департамент;
- Канцелярия;
- Бухгалтерия.

### ***ОРЭГ – Оптовый рынок электроэнергии Грузии***

#### **Происхождение ОРЭГ**

В результате реформ энергетического сектора реконструкция и приватизация в Грузии осуществилась в значительно короткий период по сравнению с другими республиками бывшего Советского Союза. В 1997 после вступления в силу закон Грузии «о электроэнергии и природного газа», Грузия выработала правовую базу для содействия конкуренции и

привлечения инвестиций.

Путем введения изменений в законе Грузии «о электроэнергии и природном газе» в 1999 году правительство Грузии провело дополнительные реформы созданием в Грузии энергетического рынка (ОРЭГ). ОРЭГ является ассоциацией, основанной на членстве, которая ставит целью создание рынка, оперирование им и ее развитие.

Оптовый рынок электроэнергии Грузии официально начал функционирование 1 июля 1999 года, после того, когда РКЭГ утвердил «Рыночные правила».

Приказом президента Грузии за № 370 1999 года в соответствии с законом Грузии «О электроэнергии и природного газа» создан ОРЭГ. Министерство и РКЭГ до 1 июля приняли соответствующие меры, чтобы путем внесения изменений в положениях всех энергетических компаний было бы достигнуто соответствие с законом в договорах и механизмах расчетов. Кроме того проведены неотложные меры для учета электроэнергии на оптовом уровне. ОРЭГ является ассоциацией членом рынка, который отвечает за счет-фактуры, за расчет и за управление фондов.

ОРЭГ имеет право издавать распоряжения «электродиспетчеризации», с тем чтобы электропередача принимала бы меры на ограничение и прекращение подачи электроэнергии в случае неуплаты и частичной уплаты. Это является важным вопросом для всего сектора в разрезе изъятия денежных сборов. Это также является одним из серьезных причин создания, разработки и внедрения контрактов параллельного управления передачи диспетчеризации.

На сегодняшний день ОРЭГ объединяет 155 членом, годовой бюджет ОРЭГ составляет около 500000 долларов США. Штатное расписание ОРЭГ составляет 61 сотрудников.

#### **Общие цели**

ОРЭГ организован для достижения конкретных результатов, которые приведены в «Рыночных правилах» и заключается в следующем:

- Создать конкурентноспособный и экономически эффективный оптовый рынок электроэнергии;
- Укрепить в целом структуру энергетического сектора;
- Привлечь необходимые инвестиции;
- Развить отношения между членами рынка;
- Укрепить укрепить взаимосоотрудничество между членом рынка;
- Обеспечить создание устойчивой энергетической системы;
- Между лицензиантов сектора достичь надежные и справедливые отношения.

#### **Специфические цели**

Специфические цели ОРЭГ заключаются в следующем:

- достичь конкурентноспособный, саморегулирующийся электроэнергетический рынок под координацией Министерства Энергетики и соответствии с рыночными правилами утвержденными РКЭГ.
- Улучшить управление оптового рынка в виде полученного от поставщика предложения и предложенного потребителю цен, с тем чтобы определить на рынке реальные цены на электроэнергию, которые отражают потребность на территории страны. Одновременно осуществится управление расчета и уплат в прозрачной и справедливой форме.
- Установить текущий контроль и процедуры расчета, которым подчинятся члены рынка в соответствии «рыночным правилам»
- Создать компьютерную базу, бухгалтерскую систему и другие информационные системы.
- Создать процедуры расчетов, целью которых является
- Определять количество электроэнергии, подаваемого объектами генерации, определять количество электроэнергии подаваемого непосредственно потребителям и распределителям, количество электроэнергии, подача которого осуществлялась лицензиатами передачи и количество электроэнергии которое перераспределено диспетчером.
- Подготовка счетов(квитанций начисления) для распределяющих лицензиатов и непосредственных потребителей и их предъявление для получения услуги от ОРЭГ
- Создать своевременные, эффективные и прозрачные процедуры для управления фондов, которые охватывают проведение посредством ОРЭГ полученных сумм финансово-банковских операциях с минимальными затратами
- Создать процедуры, которые ставят целью выдачу своевременных распоряжений на отключение неплательщиков и их исполнение
- Создать бухгалтерские процедуры, которые находятся в соответствии с международными бухгалтерскими стандартами, а также систему бухгалтерских счетов, которая ставит целью подготовку своевременных месячных, квартальных и годовых счетов, подчиненных внутреннему контролю, это касается выдачи счетов, изымания денег, их перераспределения и других вопросов связанных с этими операциями.

#### **Проект содействия управлению.**

Следует отметить, что с 1 ноября 2001 года вошло в силу соглашение между правительством Грузии и консорциумом о передаче оптового рынка с правом на управление. В состав консорциума испанская энергетическая компания IBERDROLA Ingenieria Consultoria, оператор испанского рынка OMEL и консультативная фирма IPA (Великобритания). Краткосрочной целью контракта передачи в правлении является прозрачность финансовой деятельности, а также улучшение

экономической эффективности электроэнергетического сектора путем профессионального управления рынком на основании 5-летнего контракта менеджмента с тем, что:

- увеличить изымание стоимости обслуживания в виде наличных денег на рынке электроэнергии Грузии;
- Обеспечить полное, прозрачное и беспристрастное распределение среди членов рынка;
- способствовать соответствующему развитию рынка, на основании закона Грузии «О электроэнергии природного газа», рыночных правил», международного опыта и тенденций.

Достижение этих задач обеспечит устойчивое развитие ОРЭГ.

#### **5. Законодательная база для развития региональной интеграции в области электроэнергетики**

Развитие региональной кооперации в области электроэнергетики существенным образом зависит от направленности и взаимосогласованности законодательств стран региона. За последнее десятилетие в этом плане в Грузии достигнут существенный прогресс, хотя отдельные проблемы все еще не решены.

С точки зрения международных отношений в энергетическом секторе стоит отметить присоединение Грузии к Договору к Энергетической Хартии в 1995 году. Хартия поддерживает рост либерализации и интеграцию энергетических рынков.

Самым серьезным достижением в улучшении законодательной базы для привлечения инвестиций в электроэнергетику, включая региональную составляющую ее развития, является принятие закона Грузии "Об электроэнергетике" (1997), расширенном позже в виде закона "Об электроэнергетике и природном газе" (1999).

Закон "Об электроэнергетике и природном газе" вводит институт независимого регулятора этих важнейших естественных монополий, устанавливая прозрачные прогрессивные рамки его функционирования. Независимость регулятора обеспечена полным отсутствием его административного подчинения и возможностью пересмотра решений регулятора только через судебное разбирательство.

В соответствии с "Принципами определения тарифов", изложенных в статье 43 закона, на регулятор возлагается установление тарифов для всех стадий электроснабжения (включая передачу электроэнергии через высоковольтные ЛЭП). Согласно этим принципам тариф должен включать все экономически целесообразные издержки лицензиата и норму прибыли от вложенных инвестиций, "которая должна быть достаточной для привлечения инвестиций в реабилитацию и развитие отрасли". Тем самым созданы законодательные предпосылки для привлечения инвестиций в экономически эффективные энергетические

проекты, в число которых безусловно могут войти потенциальные региональные проекты.

Наряду с этим, к сожалению, над реализацией этого прогрессивного принципа еще предстоит поработать. В частности, еще не создана реалистичная методика определения указанной нормы прибыли, что уже оказало негативное влияние на процесс приватизации распределительных компаний.

Все еще не разработана также полноценная нормативная база для параллельной работы грузинской энергосистемы с соседними энергосистемами. Так например, все еще спорным остается вопрос считать или не считать экспорт-импортом перетоки энергии между энергосистемами при их параллельной работе с конечным нулевым балансом. В связи с этим дело дошло даже до привлечения некоторых руководителей службы диспетчеризации грузинской энергосистемы к уголовной ответственности за контрабанду электроэнергии.

Определенные трудности создают также некоторые положения приватизационного контракта тбилисской распределительной сети, заключенного между правительством Грузии и американской корпорацией AES (наследником по закону которого ныне является РАО ЕЭС). В частности, это касается передачи владельцу указанной распределительной сети некоторых эксклюзивных прав на экспорт электроэнергии из Грузии в Турцию, что может стать помехой развитию здоровой конкуренции в региональной торговле электроэнергией.

Перечисленные проблемы, однако, не являются принципиальными и, по всей вероятности, будут преодолены в ближайшие 1-2 года. В таком случае в полной мере будут реализованы прогрессивные положения грузинского законодательства, способствующие развитию эффективной региональной кооперации.

## 6. Людские ресурсы

### 6.1. Инженерно-технический состав

Организованное формирование энергетических кадров в Грузии началось со времен строительства первых гидроэлектростанций ЗАГЕС-а, РионГЭС-а, ХрамГЭС-а и др. По имеющимся данным уже в 1950 году в тресте «Грузгидроэнергострое» работало 4752 человек, число которых постоянно росло. Соответственно появились инженерно-технические кадры, которые готовились на энергетическом факультете Политехнического Института. Он основался в 1930 году, однако подготовка инженеров-электромехаников началось уже в 1922 году на политехническом факультете Тбилисского Государственного Университета. Факультет на протяжении своего существования выпустил более 20 тысяч специалистов, в том числе 16 тысяч инженер-электриков и инженер-электромехаников, 3,5 тысяч инженер-теплоэнергетиков-экономистов

Внизу приводится средняя годовая численность работников в тепло-

энергетическом комплексе Грузии в отраслевом разрезе на период 1970-1998 годы (тысяча человек)

**Таблица 6-1. Средняя годовая численность работников в тепло-энергетическом комплексе Грузии в отраслевом разрезе на период 1970-1998 годы (тысяча человек)**

	1970	1988	1990	1995	1998
Промышленность в целом			459,4	163,3	122,9
Теплоэнергетический комплекс (ТЭК) в целом	21,2	18,5	17,4	12,6	15,0
Электроэнергетика	12,5	11,1	10,8	9,1	12,9
Топливная промышленность	8,7	7,4	6,6	3,5	2,1
Доля ТЭК в промышленности, %			3,8	7,7	12,2

### 6.2. Научный потенциал

В годы советской власти энергетический комплекс Грузии обслуживался несколькими научно-исследовательскими и проектными институтами, которые в какой-то степени функционируют и по сей день. Среди них следует отметить НИИ энергетики и энергетических сооружений, проектно-изыскательные и научно-исследовательские институты «энергоселпроект», «Грузгидропроект», «нефтегазовый», Институт горной механики Академии наук Грузии, несколько кафедр технического университета и др.

В научно-исследовательских учреждениях постепенно уменьшается численность научных работников. Например в 1995-2000 годах общая численность научных работников в Грузии уменьшилась с 18063 до 14929 человек, т.е. на 17,4 % . Примерно та же картина в научных кадрах энергетики.

Грузинские учёные-энергетики и проектировщики, которые в своё время получили высокое международное признание, а по некоторым направлениям считались ведущими специалистами в бывшем Советском Союзе, в настоящее время сдали свои позиции. «Гидропроект» и «энергоселпроект» в течении 10 лет не проводили серьёзных работ. Существующий пока-что научный и проектный потенциал Грузии в основном не использован. Плачевным является то, что средний месячный доход сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов сокращен в 10 и более раз, а количество персонала сократилось в пять раз и более.

Следует заметить, что в последние годы Советской власти средний месячный доход в научно-исследовательских и проектных институтах превышал 500 долларов США.

В целом, все-таки можно сказать, что при наличии научных и проектных заказов и в условиях соответствующего финансового обеспечения, у вышеперечисленных институтов имеются все основания для того, чтобы в соответствии требованиями рыночной экономики принять активное участие в обеспечении энергетической безопасности страны.

## 7. Коммерциализация электроэнергетического сектора

### 7.1. Реструктуризация энергосектора

Первые годы независимости Грузии оказались сложными и противоречивыми. Единственным выходом из этой ситуации было быстрое осуществление реформ. Таким образом, проведение реформ в секторе энергетики имело жизненно важное значение для страны. Основные цели институциональной реформы, которая в энергетическом секторе началась в 1996 г, были технологические, экономический, функциональные, структурные, организационные и кадровые изменения, что осуществлялось при поддержке правительства и международных финансовых организаций.

Министерство Энергетики Грузии создано в 1996 году. Министерство, от имени правительства Грузии формирует и осуществляет энергетическую политику целью которой является обеспечение стабильной подачи энергии ее всеобщая доступность, правильное развитие энергетического сектора в соответствии принципов охраны окружающей среды и энергетической безопасности.

С целью разрушения существующей системы, основанной на принципах вертикальной подчиненности, которая ориентировалась на решение финансовой проблемы, в Грузии в соответствии приказа президента № 447 4 июля 1996 года «о реструктуризации сектора энергетики» началась широкомасштабная программа реструктуризации.

Активы компаний генерации и распределения были переданы отдельным компаниям а право оперативного контроля соответствующим управленческим аппаратам. Пятнадцать наиболее крупных предприятий превратились в акционерные общества, находящихся в собственности государства. Акции этих компаний, вместе с правом управления было передано государственной компании «грузэнергогенерации», которая была создана специально с этой целью.

Вначале, активы распределения были разделены между 66 распределительными компаниями, часть которых были переданы в управление муниципалитетам а другая – региональной администрации. Впоследствии эти компании объединились в 8 региональных компаниях. Позже произошло их слияние в одну компанию.

Компания «Грузэнерго», находящаяся в государственной владении, была основана функциями передачи и диспетчеризации. В результате осуществленной в июле 1998 года реорганизации «грузэнерго» разделилась на компанию «электропередача», компанию диспетчерскую и реализации (ООО «диспетчеризация») и компанию «грузэнерго-2000», последняя является организацией ограниченной ответственности и ответственна на старые долги.

### 7.2. Приватизация

Как уже отмечалось реформы начались малой приватизацией; в 1993-1995 годы из 30 малых гидроэлектростанций, находящихся в подчинении «Сакэнерго», 19 были приватизированы в различных формах. Однако на сегодняшний день нельзя сказать, что приватизация однозначно дала положительные результаты. Приватизированные ГЭС имеют 105,7МВт поставленную мощность, а фактическая мощность 37,7МВт, т.е. одна треть. Состояние Агрегатов некоторых приватизированных ГЭС приводится в таблице 7-1.

Таблица 7-1. Состояние приватизированных ГЭС

ГЭС	Мощность (МВт)	Состояние агрегатов
Чхороцкугэс	1x2.9+1x2.45=5.35	Агрегат №1 работает, у агрегата №2 поврежден возбудитель коллектора
Дашбашгэс	3x0.42=1.26	№1 Работает, №2 в резерве, №3 в ремонте
Рицеулагэс	1x4.0+2x1.0=6.0	№1 работает, №2 и №3 в ремонте
Кахаретгэс	2x1.04=2.08	не работал со дня приватизации
Хертвисигэс	2x0.14=0.28	№1 в ремонте, №2 работает

При поддержке и рекомендации всемирного банка, банка реконструкции и развития Европы, США, Германии и других стран доноровосуществляется весьма важный процесс приватизации. Хорошо известно, что в 1998 году когда Американская компания AES выиграл тендер и стал обладателем 75% акции Теласи, Тбилиси была первой столицей в странах СНГ где начал работу частный инвестор, который приобрел это право в открытой международной тендере. Это было начало и первая модель структурной реформы в распределительных компаниях энергосектора Грузии, которая должна была оказать большое влияние на улучшение финансового положения структуры. Стоит отметить также, что столица потребляет 40% электроэнергии, потребляемой в целом страной.

Прошедший период ясно показал положительные результаты приватизации Тбилисской распределительной компании. Следует отметить, что в тех районах Тбилиси, где закончен процесс выноса счетчиков наружу, изятие стоимости потребленной энергии увеличилось.

Однако из-за финансовых трудностей и многих спорных вопросов с правительством Грузии Американская компания была вынуждена продать свои акции Русской компании РАО «ЕЭС России».

Приказ президента за № 58 от 14 февраля 1999 года « о программе действий по реабилитации-развития распределительных компаний и объектов генерации электроэнергии Грузии», помимо других вопросов, указывал министерству государственного имущества и Министерству Энергетики работать вместе с компанией Мерил Линч, которая была финансовым советником государства по вопросам приватизации, с тем чтобы подготовить активы генерации и распределения для приватизации.

Продолжая приватизацию электропредприятий, правительство Грузии летом 1999 года дополнительно вынес для продажи активы электроэнергетики. Которые объединились в два кластера для продажи или в виде передачи долгосрочной концессией (сроком более 25 лет) все объекты генерации с установленной мощностью более 15 МВт.

Первый кластер охватывал : гидроэлектростанции Храмы I и Храмы II (суммарная мощность 223 МВт), 9-ого и 10-ого блоков гардабанской теплотстанции (суммарная мощность 600МВт) и распределительную компанию г.Рустави (40000 потребителей).

Второй кластер охватывал гидроэлектростанции Риони, Шаори, Гумати, Ткибули, Ладжанури (общая мощность 345 МВт) и Кутаисскую распределительную компанию (Вторая по величине крупнейшая распределительная компания, 70000 потребителей). Переговоры относительно первого кластера проводились с AES Silk Holding, который приобрел Храмы I и Храмы II и 9-ый и 10-ый энергоблоки.

Восемь распределительных компаний, которые обслуживают 630000 потребителей объединились согласно приказу президента 15.11.01 №1168, в результате чего образовалось одно юридическое лицо, организационно-правовой формой акционерное общество, под названием а.о. «объединенная дистрибуционная компания Грузии».

Приватизационные активы гидроэлектрогенерации охватывают гидроэлектростанции Гумати, Ладжанури, Риони, Шаори и Ткибули. Их установленная мощность колеблется между 38МВт до 112 МВт и в целом составляет 345 МВт. Кроме того, Грузинской компанией приватизировано кахетинское распределительное предприятие. В конце 1999 года Грузгаз приобрел 18МВт-ую станцию ТЭЦ.

### 7.3. Проекты способствующие управлению

Передача в частном управлении оптового рынка и передачи-диспетчеризации сроком на 5 лет вместе с запланированными инвестициями будут способствовать уменьшению коррупции и уровня политизации в секторе, увеличению финансовых средств и прозрачности их оборота, уменьшению технических потерь, увеличению стабильности служб передачи диспетчеризации и проведению беспристрастных рыночных правил, равноправному использованию возможностей передачи. Для компаний передачи и диспетчеризации, также как и для оптового рынка, наем компетентного частного управляющего представляет собой важнейший элемент стратегии, направленной на улучшение финансового положения сектора.

Проект обеспечит:

- создание благоприятной среды для экономического роста;
- улучшение финансового управления

- улучшение фискального управления и макроэкономической стабильности
- создание благоприятного климата для участия частного сектора в инфраструктуре;
- рост конкуренции в сфере энергоснабжения
- рост региональной интеграции в Грузии и на Кавказе.

Период осуществления проекта охватывает 2001-2005 годы. Осуществление компонентов менеджмента запланировано с июля 2001 года до конца 2005 года. Начало физических компонентов запланировано к концу 2002 года, вероятно продлится 32 месяца и закончится к началу июля 2005 года. Эксплуатационный период полностью начнется с 2005 года. Период эксплуатации большинства оборудования составляет 15 лет. полная стоимость проекта составляет 55.7 млн. долларов США.

Источники финансирования:

- Ассоциация международного развития Всемирного банка ( IDA ) – 27,4 млн долларов США
- Кредитный банк реконструкции Германии (KFW) – 25.0 млн немецкая марка
- Европейский банк реконструкции и развития (EBRD) – 1,0 млн Евро
- А.О. «Электропередача» - 8,7 млн. долларов США
- ООО «электродиспетчеризация» 2,2 млн долларов США
- Оптовый рынок электроэнергии Грузии – 4,2 млн долларов США.

Для подбора управленческих компаний электродиспетчеризации/электропередачи и оптового рынка электроэнергии была создана комиссия для проведения тендера. Комиссии оказывал помощь стратегический советник правительства Грузии в вопросах приватизации энергосектора международная финансовая корпорация (IFC). Международный тендер по контрактам был объявлен 16-ого декабря 1999 года.

Таблица ниже показывает целевые значения технических характеристик для передачи и распределения электроэнергии. Эти характеристики были указаны в условиях тендера для передачи в управление.

**Таблица 7-2. Технические характеристики для передачи и распределения электроэнергии**

	□□□□□□□□ □□□ (□□□□□□□□□□)	□□□ 1	□□□ 2	□□□ 3	□□□ 4	□□□ 5
Сбор платы	29%	40%	60%	75%	85%	95%
Потери при передаче	6.64%	6.31%	5.98%	5.81%	5.65%	5.64%
Надежность	299	270	*	*	*	*
Цена	2.85	2.71	2.57	2.42	2.28	2.14

распределения						
---------------	--	--	--	--	--	--

В тендере передачи и распределения участвовали два основных кандидата: (i) консорциум SECOR, Manitoba, Hydro-Quebec, и SNC-Lavalin из Канады, и (ii) ESBI из Ирландии. ESBI победил указав меньшую цену.

Проблема низкого показателя сбора платы за используемую энергию, наряду с недостатками систем передачи и распределения, была также обусловлена низкой эффективностью оптового рынка. Часто причиной этому являлись коррупция и политическое вмешательство в функционировании оптового рынка. Было решено передать оптовый рынок в правление международному оператору. Передача в правлении имела целью исправление положения в двух основных направлениях: (1) уменьшение бартерных договоров, повышение уплаты членами рынка, и (2) ограничение поставки электроэнергии или полное отключение потребителей-членов рынка в случае частичной уплаты или полной неуплаты. В условиях тендера были указаны следующие целевые значения технических характеристик для оптового рынка:

**Таблица 7-3. Технические характеристики для оптового рынка**

	□□□□□□□□ □□□ (□□□□□□□□ □□)	□□□ 1	□□□ 2	□□□ 3	□□□ 4	□□□ 5
Сбор платы	29%	40%	60%	75%	85%	95%
Уплата	19%	40%	60%	75%	85%	95%
Передача за уплату	18%	60%	70%	80%	90%	95%

В этом тендере также участвовали два международных оператора. Победила Испанская компания "IBERDOLA".

## **8. Региональная кооперация стран Южного Кавказа в области электроэнергетики.**

### **8.1. Уроки прошлого десятилетия**

Энергосистемы стран Южного Кавказа (Азербайджан, Армения, Грузия), как известно, формировались как составные части единой закавказской энергосистемы (с объединенным диспетчерским управлением, которое было расположено в г. Тбилиси). Закавказская энергосистема со своей стороны входила в состав единой энергосистемы европейской части СССР (с диспетчерским центром в г. Москве).

В 1980-е годы, например, Грузия восполняла дефицит электроэнергии за счет масштабных поставок базисной энергии из России и Армении (более 4 млрд. кВт.ч в год). С другой стороны (правда, в меньших масштабах) Грузия поставляла своим соседям энергию своих ГЭС в часы пиковых нагрузок. При этом, указанные и другие межреспубликанские потоки энергии эффективно управлялись единой диспетчерской службой, обеспечивая в целом повышение надежности и качества

электроснабжения, снижение необходимых резервов мощности и солидную экономию средств всех участвующих в этой кооперации сторон.

Внутрисоюзная региональная кооперация в Закавказье была обеспечена высоковольтными ЛЭП с общей мощностью порядка 10 000 МВт. Относительно слабо была развита кооперация с соседними государствами (Турция и Иран), хотя в 1980-е годы в этой части наместились качественные перемены. Например, если до этого с Турцией связывала относительно маломощная ЛЭП-220кВ (Батуми-Хоп), то в 1980-х была запроектирована и начато строительство мощной системы ЛЭП-500 кВ Гардабани-Ахалцихе, Ингури-Ахалцихе и Ахалцихе-Карс.

С распадом СССР и с возникновением острых политических и экономических кризисов во всех трех независимых государствах Южного Кавказа. Практически полностью прекратилась налаженная за многие годы кооперация. Энергосистемы этих стран деградировали как в экономическом так и в техническом плане (особо остро этот процесс ощущается в Грузии).

Взаимопоставки энергии стали нерегулярными, их масштаб сократился почти на порядок и их организация перестала требовать более высокого, чем режим двухстороннего взаимодействия, уровня управления. При этом, хотя сами энергосистемы и старались сохранить существующий потенциал широкой кооперации (например, простаивающую объединенную диспетчерскую в г. Тбилиси энергосистемы содержали почти 10 лет), в конце концов от планов восстановления объединенного управления пришлось отказаться.

С началом второй половины 1990-х, несмотря на указанный неблагоприятный фон, наметилось возрождение интереса к проблеме региональной интеграции энергосистем Южного Кавказа уже на новом, более расширенном международном уровне. Наряду с Россией проблемой заинтересовались Турция и западный инвестиционный капитал, что соответственно нашло отражение в программах и проектах, реализуемых в регионе в рамках технической помощи США и Евросоюза.

Можно полагать, что причиной возрождения интереса явились следующие моменты:

- видимость начала стабильного подъема экономики стран Южного Кавказа с соответствующим постепенным укреплением новых институтов государственного управления и улучшением условий урегулирования региональных и внутренних конфликтов;
- быстрый рост экономики Турции и соответствующие прогнозы о предстоящем взрывном характере роста потребности на электроэнергию;
- намечавшееся быстрое формирование в регионе транзитного коридора нефти и природного газа и соответствующая возможность вписания в эту общую схему и потоков электроэнергии, что, со своей стороны, согласовывалось и с внутрорегиональными интересами.

Из перечисленных моментов и для Запада и для России основным

являлась перспектива использования Южного Кавказа (Грузии, в первую очередь) в качестве плацдарма для освоения энергетического рынка Турции. Остальные моменты служили лишь в качестве важных дополнительных факторов, способствующих реализации этой основной цели.

Самым серьезным подтверждением указанной мотивации является проект “Study of Interconnection of the Caucasus Countries with Turkey”, выполненная в рамках программы Tacis европейскими компаниями Verbundplan GmbH (Vienna) и Lahmeyer International (Frankfurt) в 1997 г.

В проекте достаточно детально рассмотрены технические, организационные и коммерческие условия установления мощной связи работающими в восстановленном параллельном режиме энергосистемами стран Южного Кавказа и России с Турцией через энергосистему Грузии.

Проект намечает следующие этапы реализации поставленной общей задачи:

- детальная техническая проработка установления межсистемной связи;
- продолжение реабилитации и модернизации энергосистем стран Южного Кавказа;
- восстановление параллельного функционирования энергосистем стран Южного Кавказа;
- определение компании, которая обеспечит сооружение и функционирование т.н. “вставки постоянного тока” (последняя, по разным вариантам, может быть размещена или на границе с Турцией или на границе с Россией).
- заключение контракта на поставку энергии, которая будет гарантировать стабильное использование линии и позволит окупить инвестиции.

Суммарные затраты на реализацию проекта создания электрического моста от России к Турции и далее, Ближнему Востоку оценены на уровне 170 млн долларов США.

Считается, что реализация проекта позволит вполне удовлетворительным образом окупить соответствующие инвестиции через:

- долгосрочную прибыль за счет улучшения комбинирования
- гидро- и теплоэлектростанций;
- краткосрочную прибыль за счет использования разностей между суточными, недельными и месячными кривыми потребления энергии в разных энергосистемах;
- за счет взаимобеспечения горячим и холодным резервом;

- за счет улучшения условий торговли электроэнергией, производимой в странах Южного Кавказа.

Для реализации поставленных целей проект рекомендует создание частной компании при участии энергопредприятий Турции и стран Южного Кавказа, заинтересованных частных инвесторов а также производителей оборудования. Как обязательное условие для успешной деятельности компании рекомендуется своевременное гарантирование заключения долгосрочного контракта на поставки энергии.

С разработкой проекта и выпуском итогового отчета во времени совпал относительно короткий период возросшей активности западных и российских энергокомпаний по изучению потенциала стран Южного Кавказа и, в первую очередь, Грузии в контексте освоения части турецкого рынка электроэнергии. Завершилась эта активность с началом экономического кризиса в Турции к концу 1999 г.

Кроме этой основной причины свою роль сыграли и другие обстоятельства.

В частности, не оправдались перечисленные выше ожидания прогресса в развитии ситуации и внутри стран региона. Начиная с 1978 г. в Грузии (ключевой стране проекта в целом) коррупция и криминальная ориентация представителей властных структур постепенно достигла уровня практически исключившего возможность реализации в стране экономически эффективных легальных проектов (за исключением, возможно, какого-либо стратегического проекта непосредственно лоббируемого правительством США).

Одновременно относительно пассивная политика в регионе демократической администрации США (наиболее открыто проявившаяся в практически полном безразличии к разрушению территориальной целостности Грузии под прямым внешним давлением) породила в международных коммерческих кругах серьезные сомнения в реализуемости проектов стратегических нефте-и газопроводов, что соответственно негативно отразилось на оценках перспективности развития и торговли электричеством. В международных средствах массовой информации, в частности, преобладающими стали пессимистические оценки проекта строительства нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан. Распространялась также информация об отсутствии на каспийском шельфе прогнозируемых запасов нефти и газа.

Не оправдались и ожидания прогресса в урегулировании конфликтов, что сохраняет жесткие барьеры на пути реального и эффективного сотрудничества всех стран региона.

Описанную ситуацию можно проиллюстрировать конкретным примером относительно кратковременной (1997-2000 г.г.) деятельности в Грузии американской компании Ховард Енерджи, единственной западной компаний, относительно далеко зашедшей в проблему региональной электроэнергетической интеграции.



Серьезно заинтересовавшись потенциалом региональной интеграции транспортной и энергетической инфраструктуры стран Южного Кавказа и Турции, компания основала в 1997 г. в Тбилиси совместно с Абсолют-банком совместное предприятие Абсолют Ховард Енерджи и приступила к разработке экономических эффективных и одновременно жизненно важных для Грузии региональных проектов с целью их последующей реализации. Они включали реконструкцию и модернизацию существующей и строительство недостающей части железной дороги Тбилиси-Ахалкалаки-Карс, реабилитацию и модернизацию ТбилГРЭС (старых энергоблоков) и строительство ЛЭП Гардабани-Ахалцихе-Карс. Общий объем разрабатываемых Абсолют Ховард Енерджи проектов составил порядка 1 млрд. долларов.

В полном соответствии с приведенной выше оценкой развития ситуации в Грузии начиная с 1998 года, все проекты Абсолют Ховард Енерджи (несмотря на их экономическую эффективность и стратегическую выгоду) оказались обреченными на провал. Оканчательно убедившись в этом, к началу 2000 г. Ховард Енерджи ликвидировал совместное предприятие и покинул Грузию.

В части энергетических проектов весьма интересные выводы были сделаны о перспективности реабилитации и модернизации старых энергоблоков ТбилГРЭС, особенно, в сочетании со строительством ЛЭП Гардабани-Ахалцихе-Карс, предназначенной для экспорта электроэнергии в Турцию из Азербайджана и Грузии.

Было показано, что вариант реабилитации старых энергоблоков, из-за весьма малых удельных инвестиций, будет выигрывать у варианта строительства наиболее эффективного современного энергоблока если цена на природный газ не достигнет 100-110 долларов за 1000 кубометров (при прогнозируемой для перспективного периода цене газа в регионе в диапазоне 65-80 долларов за 1000 кубометров). При этом отпускная цена электроэнергии с реабилитированного энергоблока не превзойдет 3 цента за кВт.ч оставаясь конкурентной в регионе в целом.

Еще в большей степени выигрывает вариант реабилитации старых энергоблоков у вариантов строительства новых ГЭС, потенциальная отпускная цена электроэнергии на которых составляет порядка 10 центов за кВт.ч (на построенной при относительно дешевом кредите правительства Китая Хадорской ГЭС эта цена реально составила порядка 6 центов за кВт.ч).

К настоящему времени появилась реальная перспектива получения через несколько лет солидного количества газа (до 1.5 млрд. кубометров в год) в качестве платы за транзит через газопровод Баку-Тбилиси-Эрзерум, а также покупки газа с того же газопровода ( по квоте 0.5 млрд. кубометров в год) по относительно низкой цене (в диапазоне 55-70 долларов за 1000 кубометров). Выработка электроэнергии на модернизированных старых энергоблоках ТбилГРЭС с последующим экспортом части выработки в Турцию в подобных условиях может составить основу для наиболее

эффективного использования Грузией указанных источников природного газа.

Сведения о конкретных проектах по использованию потенциала региональной интеграции, разрабатываемых в последующие годы, практически полностью отсутствуют. Исключение составляют лишь различные предложения по строительству тепловой электростанции (ТЭС) на базе Ткибульского угольного месторождения. Поскольку подобные, практически открыто коррупционные предложения весьма уязвимы с точки зрения критики из-за катастрофической неэффективности, ситуацию, как правило, стараются смягчить введением экспорта солидной части выработки по относительно высокой цене в Турцию. При этом, требование об эксклюзивном праве экспорта выставляется в качестве основного условия для выделения инвестиций.

Поскольку Грузия все еще не имеет официально принятой региональную энергетическую политику, опасность реализации приносящих колоссальный вред экономике страны проектов (подобных уже реализованному проекту Хадорской ГЭС) все еще сохраняется.

На фоне подобного спада реального, коммерчески здорового интереса к проблеме региональной электроэнергетической интеграции в 2000 г. USAID все же попытался оживить этот процесс профинансировав проект "Regional Energy Linkages", выполненный американской организацией AED (Academy of Educational Development). При этом вызванный предыдущим этапом определенный скепсис организаторов проекта отразился в узкой постановке его целей (ориентации проекта только на внутрирегиональную интеграцию стран Южного Кавказа).

Проект был выполнен в форме последовательно организуемых семинаров с участием ведущих местных специалистов (в основном, из Грузии и Армении) а также экспертов США, России и других стран. Зарубежные эксперты, при этом, концентрировали свои усилия на передачу опыта интеграции в других странах и на анализ потенциальной эффективности интеграции энергосистем трех соседних государств. При этом, в рамках проекта всеми участвующими экспертами была выполнена весьма серьезная аналитическая работа.

В частности, была проведена оценка состояния и резервов энергосистем, текущая и перспективная конъюнктура регионального рынка энергоресурсов, анализ условий оптимизации использования гидроэнергетических ресурсов, были разработаны прогнозы на цены энергоресурсов и на потребности на электроэнергию в странах региона до 2015г.

Наиболее ценную часть результатов проекта представляет анализ потенциальной эффективности интеграции энергосистем, которая сформироваться путем:

- снижения затрат на производство электроэнергии и функционирование энергосистем;

- снижения потребности в общем объеме мощностей;
- повышения надежности энергоснабжения;
- улучшения эффективности использования водохранилищ;
- улучшения условий торговли энергией;
- снижения объема непоставленной потребителям энергии.

Согласно проведенного в рамках проекта экспертами Al Herman (Parsons Infrastructure & Technology) и Dr. C. K. Sarkar анализу в масштабе потребностей 2000 г. эффект региональной интеграции выразился бы в экономии 112 млн. долларов. Из этой общей суммы 65 млн. приходится на Азербайджан, 19 млн. на Армению и 28 млн на Грузию (в настоящее время на Азербайджан приходится две трети общего регионального объема производства и потребления электроэнергии).

Проект в основном был ориентирован на демонстрацию преимуществ внутрирегиональной интеграции, что в целом и было достигнуто. Рекомендации проекта были адресованы Министерством энергетики трех стран, предлагая создание совместной рабочей группы для дальнейшей детальной проработки различных аспектов реализации потенциала кооперации.

Результаты и рекомендации проекта не получили развития, что в принципе связано с теми же перечисленными выше обстоятельствами (за исключением, разумеется, непосредственного влияния экономического кризиса в Турции).

Следующая попытка оживить сотрудничество в электроэнергетическом секторе стран Южного Кавказа была предпринята Министерством экономического сотрудничества Германии (в лице KfW). 11-12 ноября 2002 г. в Тбилиси был организован весьма представительный бизнес-семинар "Power Sector Cooperation in the Caucasus Region and Beyond" (с участием официальных лиц, представителей финансовых институтов и энергокомпаний и экспертов из Азербайджана, Армении, Грузии, Ирана, Турции, России, США, Германии, Греции, Ирландии и Норвегии).

На семинаре были представлены обзоры и доклады по современному состоянию энергосистем, о потенциальной выгоде кооперации и конкретных примерах взаимодействия энергосистем на Кавказе, а также с Россией, Ираном и Турцией.

Несмотря на содержательность и представительность семинара, он все еще не позволил развить региональную кооперацию дальше примеров двухстороннего сотрудничества.

## **8.2. Перспектива региональной интеграции энергосистем**

Современное состояние кооперации энергосистем стран Южного Кавказа, России, Турции и Ирана скорее соответствует все еще непреодоленным политическим противоречиям и неурегулированным конфликтам, характерным для региона в целом, чем экономической целесообразности

и общей выгоде расширения энергообмена и планомерного движения к полной электроэнергетической интеграции. В последние годы эта кооперация практически полностью сводится к импорту энергии Грузией в зимние месяцы из России и Армении и нерегулярным периодам параллельной работы энергосистем Азербайджана и Грузии. После приватизации турецкой электроэнергетики все еще не создан новый коммерческий механизм возврата долга Турции в виде электроэнергии в летние месяцы года. В результате Грузия теряет возможность полезного использования летнего избытка выработки ГЭС. Не используется также потенциал взаимовыгодного обмена пиковой и базовой выработками между Грузией и Россией, хотя для этого имеются все необходимые условия.

Несмотря на указанные реалии, все же следует остановиться на произошедших за последние годы достаточно серьезных изменениях, в принципе улучшивших условия расширения региональной кооперации, что должно стать основой региональной электроэнергетической интеграции.

В первую очередь нужно отметить качественные изменения, которые произошли в подходе США к региону Южного Кавказа и, в особой мере, к Грузии в годы правления республиканской администрации США. При ее последовательном лобировании стратегический проект создания энергетического (нефте-газового) коридора из статуса сомнительного проекта перешел в необратимую стадию практической реализации, обеспечив на будущее жизненную заинтересованность Запада в стабильности региона и, в первую очередь, Азербайджана и Грузии.

Одновременно постепенно начинает оправляться от последствий экономического кризиса Турция, что вновь возвращает интерес Западного и Российского капитала к рынку электроэнергии этой страны. Россия, при этом, получив предметный урок по части чрезмерного политизирования решений экономических проблем (на примере проложенного на дне Черного моря, ныне бездействующего весьма дорогого газопровода "Голубой поток"), стала более подготовленной к участию в экономически наиболее эффективных проектах. Тем более, что приобретение в 2003 г. РАО ЕЭС от американской корпорации AES примерно четверти электроэнергетики Грузии конкретно ставит перед российской электроэнергетикой задачу оптимизации взаимодействия с электроэнергетикой Грузии. Кроме того, совместное с Грузией владение 500 киловольтной ЛЭП Ставрополь-ЭнгуриГЭС и ЛЭП Батуми-Хопа (Турция) повышает потенциальную заинтересованность России в выходе на турецкий рынок.

Потенциальные последствия произошедших изменений очевидны. Настало время вновь, на новом уровне вернуться к стратегической экономической задаче освоения части рынка электроэнергии Турции, главного потенциального локомотива процесса региональной электроэнергетической интеграции. При этом, разумеется, не надо

дождаться каких-то абсолютно совместно согласованных решений, поставив на первый план реализацию конкретных эффективных проектов с участием конкретно необходимого количества сторон. Соответственно, основные усилия должны быть сконцентрированы именно на идентификации и разработке подобных проектов.

Нет сомнения, реализация конкретных высокоэффективных региональных проектов станет не только самым мощным рычагом для региональной электроэнергетической интеграции, но и дополнительным стимулом урегулирования существующих в регионе политических проблем.

В любом случае, в первую очередь придется решать задачу расширения и оптимизации двухсторонних связей энергосистем региона. В частности, в случае Грузии должен быть реализован указанный выше первичный потенциал расширения региональной кооперации (экспорт летнего излишка выработки ГЭС Грузии в Турцию, взаимовыгодный обмен пиковой и базовой выработок Грузии с Россией и, Арменией и Азербайджаном).

Успешное развитие двухсторонних связей создаст предпосылки для идентификации и разработки крупных региональных электроэнергетических проектов, вовлекающих несколько или все энергосистемы региона.

Наиболее масштабным обещает быть долгосрочный проект освоения части рынка электроэнергии Турции, вовлекающий энергосистемы стран Южного Кавказа и Россию. Подобный проект органически включает задачи реабилитации, модернизации и дальнейшего расширения энергетических мощностей и передающих линий, одновременно улучшая условия удовлетворения потребностей внутренних рынков, что особо важно с точки зрения интересов стран Южного Кавказа. Грузия получит уникальную возможность эффективного использования своего географического положения и потенциала выработки пиковой энергии. Органически вписывается в этот масштабный проект и проблема оптимального использования в электроэнергетике азербайджанского газа и ТЭС и АЭС Армении.

Как уже отмечалось, энергосистема Грузии строилась как составная часть единой советской энергосистемы. С распадом Советского Союза резко снизилась надежность электросистемы Грузии. В Грузии за последние годы не велись восстановительные работы, в результате чего участились серьезные аварии. Выход из строя одной высоковольтной линии электропередачи или одной мощной электростанции может вызвать резкое изменение технических характеристик подаваемой электроэнергии. В советское время такие аварии в Грузии могли компенсироваться другими источниками электроэнергии из соседних республик. Для исправной работы Армянской Атомной Электростанции (ААЭС) не допустимы изменения технических характеристик в сетях электропередачи. В том случае если энергосистема Грузии не будет

работать параллельно с Общей Российской энергосистемой, регулирование частоты в энергосистеме Грузии, из-за неисправности регулятора и отсутствия необходимых ресурсов, практически невозможно. Исходя из этого, объединение с энергетической системой Армении возможно только при исправной работе противоаварийной и параллельной системной автоматики.

С точки зрения трехсторонних отношений наиболее реальным, интересным и плодотворным представляется диалог на тему ААЭС. После землетрясения 7-ого декабря 1988 года по решению Совета Министров СССР эксплуатация ААЭС была остановлена. Сейчас станция работает, однако есть некое политическое давление с запада на ее остановку. Работой ААЭС заинтересована не только Армения но и Грузия и Азербайджан. С одной стороны ААЭС является мощнейшей станцией генерации и от ее работы во многом зависит надежность электросистем всех трех стран, а с другой стороны ААЭС представляет экологическую опасность. Таким образом вопрос работы или приостановки ААЭС является важным для Армении, Грузии и Азербайджана и поэтому все три стороны должны принять участие в решении вопроса. Естественно, что заинтересованность сторон не одинакова, но надо найти решение при котором общие выгоды будут максимальны и соответственно стороны должны компенсировать друг-другу потери.

Предлагаемые конкретные меры создадут предпосылки для взаимовыгодной кооперации энергосистем трех южнокавказских стран. Общие рекомендации для дальнейшей интеграции изложены в конце книги.

## Общие рекомендации

### 1. Сравнительная характеристика

Реформирование электроэнергетики в странах Южного Кавказа осуществляется по различным схемам. Вместе с тем, имеют место и общие тенденции. Важно, прежде всего, что юридический статус реформ в электроэнергетике закреплён либо соответствующими законами об электроэнергетике, либо президентскими Указами и постановлениями правительств. При этом в нормативно-правовых актах, принятых в Азербайджане, Армении и Грузии, с той или иной степенью определенности установлены как основные права, обязанность и ответственность производителей, поставщиков и потребителей электроэнергии, так и в целом принципы формирования и реализации государственной политики в области электроэнергетики, а также направления развития рыночных отношений.

Приводимый ниже обобщающий материал позволит, на наш взгляд, облегчить совместные поиски взаимоприемлемых путей и механизмов формирования единого регионального электроэнергетического рынка для стран бывшего Закавказья.

#### 1.1. Особенности структурных преобразований в электроэнергетике стран Южного Кавказа

##### *Азербайджанская Республика.*

Вертикально-интегрированная компания ОАО «Азербэнерго» осуществляет до сих пор в централизованном порядке производство, передачу и распределение электроэнергии, планирование развития энергосистемы и имеет в своем составе ремонтные и строительные предприятия, научно-исследовательский и проектный институты и другие, необходимые для этого вспомогательные подразделения. В настоящее время продолжается разработка долгосрочной концепции развития энергетики Азербайджана, а также проекта реструктуризации отрасли. Указом Президента Азербайджанской Республики ранее подведомственные городским властям электросети - Бакинские, Гянджинские, Сумгаитские и Али-Байрамлинские были преобразованы в акционерные общества и в последствии приватизированы.

В 2001 году согласно Указу Президента было создано Министерство топлива и энергетики Азербайджанской Республики.

##### *Республика Армения.*

Правительство приступило к реформированию электроэнергетики в 1997-1998 гг.. В результате реструктуризации вертикально-интегрированной компании ГП «Армэнерго» были образованы государственные закрытые акционерные общества: производителей электроэнергии; электротранспортная компания высоковольтных сетей; четыре распределительные компании; национальный диспетчерский центр.

Была создана также независимая энергетическая комиссия Республики по регулированию отрасли. В целях привлечения частного капитала Министерство энергетики начало приватизацию отрасли. В те годы были приватизированы, в частности, строительно-монтажные подразделения и ряд предприятий вспомогательного назначения, а также был осуществлен первый опыт приватизации малых ГЭС. Дальнейшая программа приватизации энергетических предприятий предусматривает переход от осуществленной приватизации электrorаспределительных компаний к приватизации крупных электростанций. Не подлежат приватизации Национальный диспетчерский центр, электротранспортная компания, Армянская АЭС и НИИ энергетики. В настоящее время Министерство энергетики и Энергетическая Комиссия разрабатывают правила рынка электроэнергии на переходный период с последующей постепенной либерализацией рынка.

### **Грузия.**

На начальном этапе реформ в электроэнергетике Грузии было проведено отделение генерации от передачи и распределения электроэнергии, приватизирован ряд малых ГЭС. На втором этапе реформ, на базе тепловых и гидроэлектростанций были созданы акционерные общества. В соответствии с решением Правительства допускается приватизация пакетов акций как действующих, так и строящихся электростанций на основе международного тендера.

## **1.2. Правовые рамки и Основные принципы функционирования национальных рынков электроэнергии и системы регулирования**

### **Азербайджанская Республика**

Правовое регулирование отношений субъектов хозяйствования в электроэнергетике страны осуществляется на основе:

- Закона "О приватизации государственного имущества Азербайджанской Республики";
- Закона "Об использовании энергетических ресурсов";
- Закона "Об электроэнергетике";
- Закона "Об электрических и тепловых станциях";
- Закона "О защите иностранных инвестиций" и др., а также
- Указов Президента Азербайджанской Республики "о приватизации предприятий топливно-энергетического комплекса" и "о совершенствовании деятельности и передачи в управление районных и городских распределительных сетей", имеющих силу закона.

Субъектами хозяйствования в электроэнергетике Азербайджанской Республики являются:

- государственное электроэнергетическое предприятие «Азэнержи» - единая государственная электроэнергетическая система;
- предприятия энергоснабжения;
- самостоятельные производители энергии - юридические лица, имеющие полную экономическую и организационную самостоятельность и не подчиняющиеся единой государственной электроэнергетической системе;
- потребители энергии.

### **Республика Армения**

В Армении рыночные отношения в энергетике регламентируются законом "Об энергетике". Закон регулирует взаимоотношения государственных органов Республики Армения и хозяйствующих субъектов в области электроэнергетики, включая ценообразование на электрическую энергию, лицензирование в области электроэнергетики и отношения между поставщиком и потребителями энергии. Закон определяет область электроэнергетики, как техническую и организационно-правовую систему хозяйствующих субъектов (независимо от формы собственности), вовлеченных в деятельность по производству, передаче и распределению электрической энергии, а также по импорту и экспорту электроэнергии, включающую:

- электростанции, производящие электрическую энергию;
- высоковольтную электрическую сеть и комплексы оперативного управления (включая национальную диспетчерскую службу), посредством которых осуществляется передача электрической энергии (мощности) от лиц, имеющих лицензию на производство, импорт электрической энергии, лицам, имеющим лицензию на распределение и экспорт электрической энергии, а в отдельных случаях - непосредственно потребителям;
- электрические распределительные сети страны, посредством которых осуществляется распределение электрической энергии (мощности) потребителям, размещенным на определенной установленной территории.

Поставщик обязан обеспечивать электроэнергией каждого потребителя, имеющего:

- установленное нормативно-правовыми актами и соответствующее техническим условиям электрическое подключение к электрической сети, а также потребляющее электроэнергию оборудование, соответствующее действующим стандартам и правилам техники безопасности;
- договор о снабжении электроэнергией, заключенный с поставщиком, в котором указано количество потребляемой электроэнергии и график нагрузки (при аварийных ситуациях - включительно), стоимость и порядок оплаты электроэнергии, методы учета расходуемой

электроэнергии, требования к наличию и доступности приборов учета, размещенных у потребителя.

### **Грузия**

Преобразования в электроэнергетике Грузии начались с Указа Президента Грузии (№ 437 от 4 июля 1996 г.) «О реструктуризации электроэнергетического сектора», в котором были определены основные задачи реформирования отрасли - необходимость рациональной государственной политики, демонополизация, разделение функций коммерческой деятельности, регулирования, а также стимулирования частной собственности. 1 августа 1997 года вступил силу закон Грузии «Об электроэнергетике». Он определил функции действующих в отрасли субъектов хозяйствования.

### **1.3. Открытие рынка**

#### **Азербайджанская Республика**

Формирование электроэнергетического рынка, открытого для всех групп участников, планируется в течение ближайших 4-5 лет. Существующие отношения между субъектами хозяйствования строятся следующим образом. Государственное электроэнергетическое предприятие на основе договоров покупает у производителей энергию и транспортирует ее посредством своих сетей, ведет операции по обмену энергией с зарубежными странами. Предприятие энергоснабжения, как юридическое лицо, покупает на основе договоров электрическую энергию у государственного электроэнергетического предприятия и производителей и продает ее потребителям с согласованием соответствующих технических и экономических условий. Самостоятельные энергопроизводители, принадлежащие государству, различным отраслям хозяйства и частным организациям, снабжают потребителей электрической энергией по своим электрическим сетям, а также посредством государственного электроэнергетического предприятия и (или) предприятий энергоснабжения в соответствии с законодательством Азербайджанской Республики, экспортируют избыточную часть произведенной ими энергии. Предприятия энергоснабжения и самостоятельные производители энергии могут иметь любую форму собственности.

#### **Республика Армения**

В настоящее время экономические отношения между субъектами хозяйствования в электроэнергетике Республики строятся на основе соответствующих договоров. Министерство энергетики и Энергетическая комиссия разрабатывают правила электроэнергетического рынка на переходный период с последующей либерализацией рынка.

### **Грузия**

Принципы формирующегося рынка Грузии определены законом "Об электроэнергетике". Оптовый рынок электроэнергии Грузии (ОРЭГ) официально начал функционирование 1 июля 1999 года, после того, когда

регулирующую комиссия электроэнергетики Грузии (РКЭГ) утвердила «Рыночные правила».

ОРЭГ является ассоциацией членов рынка, которая организована для создания конкурентноспособного и экономически эффективного оптового рынка электроэнергии;

### **1.4. Государственные регулирующие органы**

#### **Азербайджанская Республика**

Специального органа власти, осуществляющего наблюдение за рынком и имеющего полномочия устанавливать правовые нормы, нет.

Соответствующие органы исполнительной власти несут ответственность за:

- выдачу специального разрешения на выработку, передачу, распределение и продажу электрической энергии;
- заключение договоров, дающих право в пределах определенной территории на транспортировку и распределение электрической энергии;
- регулирование цен (тарифов) на электрическую энергию;
- демонополизацию деятельности по выработке электрической энергии;
- выдачу специального разрешения на осуществление операций по экспорту и импорту электрической энергии;
- ведение государственного контроля за эффективным, безопасным и надежным производством, транспортировкой, распределением и потреблением энергии;
- определение общих правил и стандартов по выработке, передаче, продаже, распределению электрической энергии, а также по безопасному, надежному строительству электрических и тепловых установок, за ведение контроля за соблюдением указанных общих правил и стандартов.

Специальное разрешение на выработку, транспортировку и распределение энергии выдается юридическим и физическим лицам независимо от формы собственности в порядке, установленном законодательством, путем проведения тендера (конкурса). В исключительных случаях специальное разрешение может быть выдано решением соответствующего органа исполнительной власти и без проведения тендера (конкурса).

#### **Республика Армения**

Государственная политика в области электроэнергетики осуществляется Правительством Республики и уполномоченным им государственным органом Министерством энергетики.

Основными задачами государственной политики в области

электроэнергетики являются:

- обеспечение надежного, безопасного и эффективного производства, передачи (транспортировки) и распределения электрической энергии;
- обеспечение непрерывного повышения уровня безопасности;
- создание необходимых условий для развития конкурентной среды;
- стимулирование приватизации и разгосударствления государственных предприятий;
- стимулирование энергосбережения;
- создание благоприятных условий для развития энергетики, создание необходимых условий для ввоза и использования различных видов энергетических ресурсов, использования местных энергетических ресурсов;
- обеспечение охраны окружающей среды;
- стимулирование обеспечения научно-технического прогресса и внедрения новых технологий;
- подготовка и переподготовка кадров;
- разработка и реализация стратегии деятельности отрасли в чрезвычайных ситуациях.

Регулирующим органом в области энергетики, действующим на основе определенных полномочий, делегированных Правительством РА, является Комиссия по энергетике (Государственная комиссия по регулированию монополий - ГКРМ), которая действует на основе Закона "Об энергетике", других нормативно-правовых актов, и самостоятельна в пределах своей компетенции. Комиссия по энергетике не может быть упразднена без признания Закона "Об энергетике", утратившего силу, или внесения в него изменений.

Основной задачей упомянутой Комиссии является обеспечение гарантий надежного и безопасного снабжения потребителей по обоснованным тарифам электрической энергией с установлением единых условий для лиц, имеющих лицензию на деятельность в области энергетики.

В части энергетики ГКРМ:

- а) утверждает тарифы на электрическую энергию;
- б) осуществляет лицензирование деятельности по производству, импорту, передаче, экспорту и распределению электрической энергии, контроль за соблюдением условий лицензии на деятельность и приостановление действия лицензии на деятельность или лишение лицензии на деятельность;
- в) устанавливает квоты производства, импорта и экспорта электрической энергии исходя из требований безопасности в области энергетики и обеспечения потребителей электрической энергией по возможно низким тарифам;
- г) регистрирует договоры о поставках, заключенные между лицами,

имеющими лицензию на деятельность, разрабатывает и применяет типовые формы договоров о поставках, заключаемых между лицами, имеющими лицензию на деятельность, а также договоров о снабжении потребителей электрической энергией;

д) в пределах своей компетенции проводит обсуждения в целях разрешения разногласий, возникших между хозяйствующими субъектами;

е) осуществляет другие полномочия, предоставленные ей Законом "Об энергетике".

Технический контроль за производством, передачей (транспортировкой) электрической энергии, ее распределением осуществляют уполномоченные Правительством Республики Армения государственные органы, которые ставят в известность ГКРМ о зафиксированных нарушениях. Вышеуказанные органы по предложению этой Комиссии проводят проверки и информируют ее об их результатах.

Установленный ГКРМ тариф считается предельным. Лицо, имеющее лицензию на деятельность, может продавать электрическую энергию по более низкому тарифу, чем установленный, с тем условием, что потребителям той же группы энергия поставляется по одному и тому же тарифу. Лицо, имеющее лицензию на деятельность, в целях защиты прав потребителей сохраняет принятый ниже предельного тариф до установления Комиссией нового тарифа.

### **Грузия**

Руководство отраслью осуществляет Министерство энергетики. Министерство Энергетики Грузии формирует и проводит энергетическую политику. Регулирующие функции возложены на регулирующую комиссию электроэнергетики Грузии (РКЭГ). Основные функции РКЭГ: определение правил и условий: для производства, передачи, диспетчеризации, распределения электроэнергии; подачи, транспортировки и распределения природного газа; выдачи, модификации и приостановки лицензий; установка и регулирование тарифов производства, передачи, диспетчеризации, распределения, импорта и экспорта электроэнергии, а также транспортировки, распределения, подачи и потребления газа в секторах электроэнергетики и природного газа на основе развития конкуренции и с применением механизмов регулирования неконкурентного рынка.

### **1.5. Разделение работы сети, генерации и поставки**

#### **Азербайджанская Республика**

Система генерации и передачи электроэнергии является составной частью ОАО "Азербэнеджи". Исключение составляют малые ГЭС, объявленные открытыми для приватизации. Распределительные сети выведены из структуры ОАО "Азербэнеджи" и переданы частным компаниям на долгосрочное управление.

Договоры на распределение энергии заключаются между соответствующим органом исполнительной власти и будущим снабжающим (распределяющим) органом на определенный ограниченный срок, но не более чем на 30 лет.

Лицо, получившее специальное разрешение на основе договоров по распределению энергии, имеет следующие права:

- обеспечивать потребителей электрической энергией в пределах участка (территории), предусмотренного договором;
- транспортировать электрическую энергию;
- осуществлять строительство и эксплуатацию всех установок, предусмотренных в специальном разрешении и требуемых для осуществления специальной деятельности.
- Обязанности распределителя энергии в пределах участка (территории), отведенного для специально разрешенной деятельности:
  - устанавливать цены и тарифы на отпускаемую им энергию в соответствии с государственным регулированием, а также определять общие условия подключения потребителя к энергетическим установкам для распределения энергии;
  - подключать потребителей по их требованию к энергетическим установкам участка (территории), предусмотренного договором, и снабжать их энергией на основе согласованных цен, тарифов и условий;
  - в целях регулярного количественного и качественного удовлетворения потребностей потребителей на энергию, подключенных к сети распределения, осуществлять все меры, направленные на выработку, получение и передачу электрической энергии;
  - покупать на основе правил, установленных соответствующим органом исполнительной власти, электрическую энергию, выработанную сверх собственных потребностей отраслями промышленности и потребителями.

Если потребитель вырабатывает электрическую энергию сам или распределяющий орган по явным экономическим причинам (если получает заказ на передачу небольшого количества энергии на сравнительно протяженное расстояние, требующее больших затрат, и не может быстро подключить потребителей того участка к сети) отказывается подключить потребителя к сети, эти потребители могут быть снабжены другими предприятиями, вырабатывающими, транспортирующими и распределяющими энергию.

### **Республика Армения**

В Республике в результате реструктуризации вертикально-интегрированной компании разделены сферы производства, транспорта и распределения электроэнергии, созданы Акционерные общества производителей электроэнергии, электротранспортная и электrorаспределительная компании «Высоковольтные электросети» и «Электросети Армении», Национальный диспетчерский центр.

Деятельность по производству, импорту, передаче, экспорту и распределению электрической энергии осуществляется только при наличии лицензии на деятельность, выданной ГКРМ - Государственной комиссией по регулированию монополий. Лицензия на деятельность производителю электрической и тепловой энергии не требуется, если эта энергия используется исключительно на собственные нужды.

### **Грузия**

Система передачи электроэнергии отделена от генерации и распределения электроэнергии. Структура электроэнергетического сектора Грузии после проведенных реформ включила в себя следующие предприятия и организации: государственные электростанции; частных производителей электроэнергии, государственную компанию высоковольтных сетей, осуществляющую функцию электропередачи; предприятие электро-диспетчеризации и распределительные компании. Эти организации, а также экспортеры, импортеры электроэнергии и прямые потребители являются субъектами созданного в Грузии Оптового Рынка Электроэнергии.

## **1.6. Система ценообразования**

### **Азербайджанская Республика**

Тарифы на электроэнергию рассматриваются Тарифным (ценовым) Советом АР и утверждаются Кабинетом Министров Республики.

Имеются следующие тарифы на электрическую энергию:

- закупочная цена (тариф) производителя электрической энергии;
- оптовая цена (тариф) на электрическую энергию;
- розничная цена (тариф) на электрическую энергию (продаваемую потребителям);
- импортно-экспортная цена (тариф) на электрическую энергию.

Тарифы на электрическую энергию устанавливаются исходя из полного покрытия расходов предприятий на выработку, транспортировку и распределение энергии с учетом обеспечения прибыльной работы предприятий и развития электроэнергетики в условиях естественного роста потребностей на энергию в стране.

Распределяющий орган должен регулярно представлять в соответствующий орган исполнительной власти отчет об установленных ценах и условиях.

### **Республика Армения**

Принципами установления тарифов на электрическую энергию являются:

- компенсация посредством тарифов на электрическую энергию расходов по обеспечению безопасной и эффективной деятельности по эксплуатации, содержанию субъектов электроэнергетики, амортизационных отчислений балансовой стоимости основных средств, а также амортизационных отчислений балансовой стоимости основных



средств, обоснованно переоцененных в соответствии с международными стандартами, расходов на капитальный ремонт и капитальные вложения, обслуживание кредитов и обеспечение прибыли;

- учет в целом государственной поддержки в области электроэнергетики (тарифы понижаются в размере государственной поддержки);
- установление разных тарифов для различных групп потребителей в зависимости от стоимости поставок;
- установление дифференцированных тарифов для потребителей в зависимости от объема потребления, времени года, часов дня, видов услуг;
- перекрестные поставки между различными потребителями не разрешаются.

Срок действия тарифов не может быть меньше шести месяцев.

### **Грузия**

Национальная комиссия по регулированию электроэнергетики разработала методику расчета и установления тарифов, которая основана с учетом полной стоимости обслуживания, проводимого поставщиками электроэнергии, и которая может быть использована для установления тарифов по ступеням: производство – передача – диспетчеризация – распределение. Тарифы, рассчитанные в соответствии с этой методикой, учитывают амортизацию на электроэнергетических предприятиях, определяемую исходя из переоценки основных фондов; дают возможность поставщикам покрывать затраты, включая стоимость топлива, приобретенного по рыночным ценам, издержки на эксплуатацию, затраты на капитальный и текущий ремонт, оплату процента, а также основной суммы кредита, взятого в виде оборотного капитала, учитывая целесообразный уровень выручки от капиталовложений, который должен быть достаточным для привлечения инвестиций с целью восстановления и развития отрасли. Величина выручки должна соответствовать фактору риска, связанного с процессом инвестирования.

### **1.7. Межгосударственная передача электроэнергии**

#### **Азербайджанская Республика**

Экспортно-импортные тарифы при пересечении национальных границ, а также тарифы на транзит электроэнергии устанавливаются на основе заключенных контрактов с последующим согласованием в вышестоящих органах. Данные тарифы могут быть предметом переговоров.

Импорт и экспорт электроэнергии не облагаются таможенными пошлинами. Взимается только плата за таможенные услуги в размере 0,15–0,3% от декларируемой стоимости электроэнергии.

Управление межгосударственными сделками осуществляется на основе

двухсторонних межправительственных соглашений и заключенных контрактов.

#### **Республика Армения**

Межгосударственная передача электроэнергии осуществляется на основе лицензии, выдаваемой ГКРМ. Юридическим лицам, имеющим лицензию на импорт электрической энергии (мощности), предоставляется право на импорт электрической энергии (мощности) и поставку электрической энергии (мощности) в национальную электрическую сеть и (или) электрическую распределительную сеть и (или) непосредственно потребителю. При этом в целях защиты интересов потребителей и учитывая соотношение спроса и предложения на электрическую энергию (мощность) в Республике Армения и цены на электрическую энергию (мощность) на рынках, доступных для приобретения электроэнергии и природного газа, ГКРМ устанавливает предельный тариф на импортируемую электрическую энергию (мощность).

Лицам, имеющим лицензию на экспорт электрической энергии (мощности), дается право на приобретение электрической энергии у лиц, имеющих лицензию на производство и (или) передачу, а также ее экспорт. Лицензия на экспорт электрической энергии (мощности) дается при насыщении внутреннего рынка, и экспортный тариф при этом не регулируется.

#### **Грузия**

Управление межгосударственными сделками осуществляется на основе межправительственных соглашений и заключенных контрактов.

К сожалению еще не разработана полноценная нормативная база для параллельной работы грузинской энергосистемы с соседними энергосистемами. Так например, все еще спорным остается вопрос считать или не считать экспорт-импортом перетоки энергии между энергосистемами при их параллельной работе с конечным нулевым балансом.

### **1.8. Инвестиции в генерирующие мощности**

#### **Азербайджанская Республика**

Инвестиции в генерирующие мощности регулируются в рамках существующего законодательства и защищены положениями закона "О защите иностранных инвестиций".

В соответствии с законом "Об электрических и тепловых станциях" каждое юридическое или физическое лицо, не ограничивающее права третьего лица, обладает правом строительства, реконструкции и эксплуатации электрических станций.

Конкурс на проекты строительства, расширения и реконструкции объектов электроэнергетики проводится в соответствии с Законом Азербайджанской Республики "О тендере". Проекты строительства,

расширения и реконструкции объектов представляются на конкурс с их технико-экономическим обоснованием. Отбор проектов производится в соответствии с государственной энергетической стратегией, с учетом требований эффективности, надежности и безопасности, а также норм по охране окружающей среды и рациональному использованию энергетических ресурсов.

### **Республика Армения**

Строительство электростанций осуществляется на основе получения соответствующей лицензии. Иностранные инвестиции в строительство генерирующих мощностей защищены действующим законодательством Республики Армения.

### **Грузия**

Инвестиции в генерирующие мощности регулируются в рамках существующего Закона Грузии «О содействии и гарантиях инвестиционной деятельности». Одним из приоритетов политики Министерства Энергетики является увеличение доли частного и иностранного капитала в секторе, создание привлекательной среды для инвестиций. В настоящее время реабилитация является основным приоритетом электроэнергетического сектора. Инвестиционный климат не привлекателен и подавляющее количество инвестиций имеют характер иностранной помощи, а не коммерческого интереса. Есть несколько случаев нового строительства и эти строительства осуществились под дополнительной гарантией специальных соглашений с государством.

## **1.9. Инфраструктура передачи электроэнергии**

### **Азербайджанская Республика**

Решения о строительстве новых объектов передающей сети принимает ОАО "Азерэнерджи" и окончательно утверждаются Кабинетом Министров.

Центральное диспетчерское управление ОАО "Азерэнерджи" составляет баланс мощности электроэнергии. Регулирование баланса мощности осуществляется с учетом параллельной работы с энергосистемами Российской Федерации и Ирана.

Центральная диспетчерская служба обеспечивает режим работы электростанций и электросетей высокого напряжения, оперативно подчиненных ГП «Азэнерджи», а также остановку оборудования на ремонт и координацию параллельной работы с электроэнергетическими предприятиями других государств. Местная диспетчерская служба отвечает за безопасную, надежную и эффективную работу электрической сети, находящейся на управляемой им территории. Деятельность центральной и местной диспетчерской служб регулируется специальной инструкцией.

### **Республика Армения**

Лицу, имеющему лицензию на передачу электрической энергии, дается

исключительное право на передачу электрической энергии (мощности) через ЗАО «Высоковольтные электросети» и осуществление функций центральной диспетчерской службы (НДЦ - Национального диспетчерского центра). Лицу, имеющему лицензию на передачу электрической энергии, дается право:

- - на приобретение электрической энергии (мощности) у лиц, имеющих лицензию на ее производство;
- - на продажу электрической энергии лицам, имеющим лицензию на распределение, или непосредственно потребителю;
- - на осуществление транзита электрической энергии (мощности) через территорию Республики Армения.

Лицензии на такую деятельность выдаются бессрочно.

Инструкции НДЦ подлежат обязательному исполнению для лиц, имеющих лицензию на производство, передачу и распределение электроэнергии.

### **Грузия**

Грузия имеет мощную магистральную линию электропередач (ЛЭП) - 500 кВ, проходящую через всю страну и соединяющую ее с Российской и Азербайджанской сетями. Существует также 330 кВ-ая линия, соединяющая Грузию с Азербайджаном, три 220 кВ-ые линии: первая ЛЭП "Алаверди" соединяет Грузию с Арменией, вторая ЛЭП "Аджара" - с Турцией, а третья ЛЭП "Салхино" - с Россией и две 110 кВ-ые линии соединяющие Грузию с Арменией.

В настоящее время эти ЛЭП используются недостаточно эффективно. Причиной такого положения является их плохое техническое состояние, вызванное разграблением ЛЭП и ПС, нарушением сроков текущих ремонтов, а также частыми повреждениями по различным причинам.

Существующая компьютерная техника в центре управления передачей электроэнергии устарела. В плохом состоянии находится также система коммуникаций. Многие линии коммуникации бездействуют, большинство устройств находится в таком состоянии, что их восстановление невозможно или невыгодно.

Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что Грузинская энергосистема имеет амортизированную систему электропередач, с находящегося в плохом техническом состоянии оборудование. Все это вызывает большие потери электроэнергии.

## **1.10. Регулирование торговли и поставок электроэнергии**

### **Азербайджанская Республика**

Оптовую торговлю электроэнергией осуществляет ОАО "Азерэнерджи". Продажа электроэнергии конечным потребителям осуществляется частными компаниями "Barmek" и "Bayva", взявшими распределительные

сети в долгосрочное (25 лет) управление.

Бирж электроэнергии и других торговых площадок в настоящий момент нет.

### **Республика Армения**

Лицам, имеющим лицензию на производство электрической энергии (мощности), дается право на производство электрической энергии (мощности) и поставку электрической энергии (мощности) в высоковольтную и (или) распределительную электросети и (или) непосредственно потребителю.

Лица, имеющие лицензию на производство электрической энергии (мощности), обязаны подчиняться инструкциям НДЦ - Национального диспетчерского центра.

Лицу, имеющему лицензию на распределение электрической энергии, предоставляется исключительное право на распределение (продажу) электрической энергии потребителям на установленной определенной территории и право на получение (приобретение) электрической энергии (мощности) у лиц, имеющих лицензию на передачу, производство и импорт электрической энергии.

Лица, имеющие лицензию на распределение электрической энергии (мощности), обязаны подчиняться инструкциям НДЦ.

### **Грузия**

Регулирование торговли электроэнергией в Грузии осуществляется Оптовым Рынком Электроэнергии Грузии (ОРЭГ)

ОРЭГ является ассоциацией, основанной на членство, которая ставит целью создание рынка, оперирование им и его развитие.

Цели ОРЭГ заключаются в следующем:

- Определять количество электроэнергии, подаваемого объектами генерации, определять количество электроэнергии подаваемого непосредственно потребителям и распределителям, определять количество электроэнергии, подача которого осуществилась лицензиатами передачи и количество электроэнергии которое перераспределено диспетчером.
- Улучшить управление оптовым рынком в виде полученного от поставщика предложения и предложенного потребителю цен, с тем чтобы определить на рынке реальные цены на электроэнергию, которые отражают потребность на территории страны.
- Установить текущий контроль и процедуры расчета, которым подчинятся члены рынка в соответствии «рыночным правилам».

ОРЭГ имеет право издавать распоряжения «электродиспетчеризации», с тем чтобы электропередача принимала бы меры на ограничение и прекращение подачи электроэнергии в случае неуплаты и частичной уплаты.

Рекомендации:

### **1. Соглашения между странами**

Эти соглашения должны определить и уточнить:

- Основные принципы региональной кооперации
- Основные критерии эксплуатации и планирования и основные правила регионального энергетического рынка
- Организация постоянных региональных координационных центров и их функции

### **2. Политическая и законодательная сферы**

#### **Региональная интеграция**

В энергетической политике каждой страны региональное сотрудничество должно выступать одним из основных факторов развития энергосистемы. Это должно быть признано и подтверждено каждой страной.

#### **Законы и регулирование**

Необходимо достичь совместимость между национальными законодательствами в соответствии с требованиями кооперации и интеграции региональных энергосистем.

Открытая и ясная структура регулирования должна быть утверждена в каждой стране для создания в будущем конкурентоспособного рынка.

### **3. Передача электроэнергии**

#### **Собственность**

Национальные политические доктрины отношения к собственности, эксплуатации и обслуживание национальной передающей системы, также как объемы межгосударственных передающих линий должны быть ясно определены и гармонизированы

#### **Переток электроэнергии**

Каждая страна сама должна решать позволять перебрасывать мощности и/или энергию через свою систему, при условии, что это технически и экономически выполнимо.

Должно быть установлено отличие разных приоритетных уровней также как и разные цены для переброски электроэнергии.

#### **Открытый доступ**

Политика открытого доступа к передающим сетям должна быть установлена с учетом требований энергетического рынка на недискриминационной основе для пользы всех производителей электроэнергии.

### **4. Влияние на окружающую среду**

Региональный подход к проблемам окружающей среды должен подразумевать:

- создание и постоянное совершенствование свода правил, критериев, руководств, инструкций, которые будут применяться каждой страной
- укрепление национальных экологических институтов
- включение проблем окружающей среды в национальное и региональное планирование

## **5. Техническая область**

### **Планирование**

Необходимо создать:

- Упрощенный генеральный план
- Гибкий региональный генеральный план производства и передачи энергии (обновляется каждые 2-3 года) определяющий наименее дорогой вариант.

### **Эксплуатация**

Должно быть обеспечено:

- определение данных, собранных на региональном уровне
- определение эксплуатационных критериев
- процедуры для обычной и аварийной эксплуатации
- надежность стандартов
- внедрение и использование вспомогательных услуг
- координация защитных мероприятий
- анализ случаев простоя

Целесообразно учредить региональный координационный центр со следующим кругом обязанностей и функциями:

- создать базу данных, включающую информацию о простоях
- анализировать влияние простоев на региональную эксплуатацию
- наладить обучение оперативному планированию на региональном уровне для определения возможных сбоев в нормальных или сложных ситуациях, ограничению подачи на передающие линии, ограничению перекачки энергии через страны, создания условий надежности и стабильности
- непрерывно отслеживать и координировать обычную, осложненную или аварийную эксплуатацию региональных энергосистем, внедрять и использовать вспомогательные службы, приводить в действие систему защиты линий, проверять национальные контрольные центры эксплуатации в соответствии с региональными требованиями и утвержденными стандартами
- координировать, отслеживать, улучшать обеспечение планов производства и передачи электроэнергии

## **6. Коммерция и финансы**

### **Ценообразование на передачу энергии**

Необходимо внедрить в каждой стране механизмы расчета цен, которые будут отражать фиксированные и переменные цены на передачу электроэнергии. Цены должны быть приемлемы в этих странах, прозрачны и недискриминационны, чтобы обеспечить твердую основу заинтересованности инвесторов в развитии производства и передачи электроэнергии, а также эксплуатации региональных передающих сетей.

Цены на передачу электроэнергии и приоритеты ее прокачки должны быть определены так, чтобы сделать открытый доступ наиболее эффективным.

### **Производственный тариф**

Желательно внедрить в каждой стране механизмы расчета производственного тарифа, базирующиеся на двух составляющих: первая основывается на наличествующих мощностях и соответствующих фиксированных ценах, вторая – имеет отношение к текущим поставкам электроэнергии и переменным ценам на энергию.

### **Налоги и платы за энергоресурсы**

Каждой стране следует разрабатывать и проводить совместимую для всех стран налоговую политику в производстве и продаже электроэнергии.

### **Вспомогательные службы**

Необходимо разработать формы оплаты деятельности вспомогательных служб, которые должны быть также совместимы для всех стран.

### **Определение стоимости мощностей и расчет платежей за электроэнергию**

Стороны должны установить правила, совместимые с региональными требованиями для определения стоимости электроэнергии и форм ее оплаты.

### **Существующие контакты**

Следует оценить существующие контакты в рамках институциональных и коммерческих структур

### **Инвестиции**

Чтобы привлечь и поддержать частных инвесторов и смягчить возможные риски при капиталовложениях страны должны предпринимать и координировать на региональном уровне следующие действия:

- преодолеть внутренние рыночные барьеры
- проводить ясную политику по отношению к регулирующим структурам, ценообразованию, налогам и пошлинам, конвертируемости национальных валют, открытого доступа к передающим сетям
- проводить ясную политику управления
- оказывать внимание проблемам окружающей среды
- избегать рискованных вложений

- установить правила, руководства, модели для изучения проектов, бизнес-планов, анализов рисков, финансовых и операционных структур, обязательств, контрактных соглашений.

#### **Финансовая поддержка**

Контракты следует заключать с финансовыми институтами на многосторонней или двусторонней основе с целью оценки собственных финансовых и других возможностей, чтобы привлечь частные капиталовложения.

#### ***7. Другие действия***

##### **Тренинги**

Программы тренингов должны быть составлены для персонала, работающего в разных областях интеграции энергосистем. Операторам региональной энергосистемы следует быть первыми, кто пройдет эти тренинги и получит от них реальную выгоду.

## **Preface**

Economic development of South Caucasus countries is considered as a necessary prerequisite for their statehood building, providing for their modern development. In this respect, a great importance is attached to the countries' power sector as the substantial part of economic infrastructure. The sustainable development of this sector is seen as one of the preconditions for stable economic growth, strengthening at the same time national security.

As is known, the energy systems of South Caucasus (Azerbaijan, Armenia, Georgia) have formed as the constituent parts of united Trans-Caucasus energy system (with the united dispatching management located in Tbilisi). Trans-Caucasus energy system in turn was a part of the united energy system of the European part of USSR (with the dispatching center in Moscow).

With the collapse of Soviet Union and emergence of acute political and economic crises in all three independent countries of South Caucasus a smooth long-time cooperation entirely stopped. The energy systems of these countries degraded both economically as well as technically.

All countries of the South Caucasus have many years of experience with the united power system. The availability of new technologies of dispatch regulation, relay protection, and automation provides opportunities for new approaches for unification of power systems.

In general the benefits of unification economically and technically are conditioned on the following arguments:

- the fuel consumption and other operating expenses decrease in the generation plant;
- the load curve is justified; it will decrease investment in peak load; and
- the sustainability and stability of the power system is increased.

The Eurasia Foundation project was conducted by non-governmental organizations of three countries (International Center for Human Development – ARMENIA; Organizational & Technical Development Society / Azerbaijan – AZERBAIJAN; the Strategic Research Institute - GEORGIA). The main objective of the project was to elaborate recommendations for the governments of three countries. Implementation of these recommendations will entail regional integration in power sector, and the latest in its turn will give significant economic effect to each of these three countries.

In this book the main research results under the project framework are presented, the considerations of NGOs mentioned above about the prospects of cooperation in the power sector are introduced, and the series of complex recommendations common for all three Trans-Caucasus states is offered.

Undoubtedly, the realization of concrete highly efficient regional projects will become not only the most powerful driving force behind the regional electric energy integration but additional stimulus for settling the political problems existing in the region as well.

## **1. Social and Economic State of Armenia**

Since voting for independence from the Soviet Union, Armenia has faced many political and economic challenges, but its 3.7 million people have successfully overcome these hurdles to make Armenia one of the few countries among the former Soviet republics to report economic growth in 1994. And this trend continues today.

As in other countries of the region, the economic situation in Armenia deteriorated sharply after independence. First, the collapse of regional trade and payment agreements with other former Soviet republics and the resulting severe trade conditions dealt a severe blow to the economy. Second, the conflict in Nagorno-Karabakh, as well as other regional conflicts, imposed serious obstacles to trade routes. Third, the task of dismantling the planning system and replacing it with a market economy proved more difficult than anticipated. As a result, there was a dramatic decline in output accompanied by hyperinflation and falling real wages, causing hardships to the population despite the Government's efforts to maintain a social safety net. The early challenges were formidable. There was a need for the old system to adapt its policies to many new factors: Armenian's independence, the country's incipient transformation into a market economy, the introduction of a national currency, and stabilization of the economy.

The year 1994 marked a watershed in Armenia's economy. The authorities began to implement strict fiscal and monetary policies accompanied by widespread structural reforms in order to achieve sustained price stability and economic growth. As a result of these policies, inflation slowed to 8.6 percent in 2003 (on an end-period basis) compared with over 10,000 percent in 1993. The economy began to stabilize and real GDP increased by 5.4 percent in 1994. This stabilization and economic growth continues until now, the rate of which was 13.9 percent in 2003.

These adverse developments had their impact on the financial system as well. The disintegration of the financial markets of the former Soviet Union, and in particular the withdrawal of the Russian Federation from the ruble zone in 1993, reinforced the need for independent monetary and financial policies.

The Government was running successful reforms and in a short period of time they liberalized the trade of goods and services, brought down the budget deficit from 40 percent of GDP to a single-digit level, and adopted an internationally acceptable tax and tariff regime.

Armenia has maintained a very liberal exchange system. Access to foreign exchange is unrestricted. Armenia also maintains a liberal policy on foreign direct investment, as stipulated in the 1994 Law on Foreign Investments.

By the end of 2002, Armenia was also welcomed as a full member in the World Trade Organization, raising hopes for greater investment and integration into the world economy, and promising to offer the small Armenian economy the benefits of globalization.

## 2. Power Sector of Armenia

### 2.1. History of Formation

#### 2.1.1. Establishment of the Power Sector of Armenia

The history of the energy sector's foundation in Armenia is tied to the launch of the power supply for copper production in Kapan (Syunik) when, in 1903, two diesel-generator power units with capacities of 110 kW and 125 kW were put into operation, and a hydro power plant (HPP) with a capacity of 75 kW on the Vokhchi River was constructed.

In 1909 the first HPP with a capacity of 200 kW (annual generation-375,000 kWh) designed for electricity distribution to different consumers was built on the Zangou River (now Hrazdan) by the "Amper" company. Before World War I, 13 small power plants were built. These plants had a maximum annual generation of 10.2 mln kWh with the capacity of 3,145 kW. They comprised HPPs with a total capacity of 2,155 kWh and generator-generator power units with the capacity of 990 kWh. Data on power plants with a capacity of 75 kWh and more, constructed in Armenia from 1903-1913, is displayed in Table 2-1.

**Table 2-1. The first power plants in Armenia**

No	Construction year	Type of aggregate	Capacity, kW	Location, city	Ownership
1	1903	Hydro	75	r. Okhchi, Kapan	French Concession
2	1903	Diesel	125+110	Kapan	French Concession
3	1903	Hydro	100	r. Okhchi, Kapan	Kundurov Brothers
4	1909	Hydro	150+2x25	r. Hrazdan, Yerevan	"Amper" Partnership
5	1909	Hydro	600	r. Okhchi, Kapan	French Concession
6	1909	Hydro	3X360	r. Debet, Alaverdi	French Concession
7	1912	Diesel	2X360	Alaverdi	French Concession

The comparative data for the Russian Empire's South Caucasus region in the pre-war period is presented in Table 2-2.

**Table 2-2**

Country	Population, thousand of people	Electricity Generation		Specific to, %	
		Total, mln. kWh	kWh per capita	Population	Electricity Generation
Armenia	1000	5,1	5,1	16,8	3,8
Georgia	2601	19,8	7,6	43,8	14,6
Azerbaijan	2339	110,8	47,4	39,4	81,6
Total	5940	135,7	22,9	100,0	100,0

#### 2.1.2. The Power Sector of Armenia as an essential part of the Soviet Union's Power System

In the 1920-30s appropriate measures were taken to rehabilitate inoperative small power plants, as well as construction of new plants.

In 1926 Yerevan HPP-1, with a capacity of 4,500 kW, and in 1932 Yerevan HPP-2, with a capacity of 2,400 kW, were constructed on the Hrazdan River.

The Leninakan (Gyumri) HPP, with a capacity of 5,200 kW on the Shirak irrigation canal, was commissioned in 1928. From 1926-1947, seven industrial and departmental thermal power plants (TPP) of diesel movers were constructed, and began operations for public sector and rural populations with a total capacity of 3,615 kW. There were twenty-one generator-to-generator installations having a total capacity of 506.4 kW.

The first large-scale power plant in Armenia, commissioned in 1932, was the Dzora HPP with a capacity of 25 MW.

During the construction and commissioning of large-scale plants, many small and micro power plants were decommissioned.

At the initial stage of Armenia's energy sector development, the energy system was very primitive. Each power plant supplied electricity to separate consumers. The voltage of feeders was 110-220-380 V. Hence, the power supply voltage delivered was equal to generator's voltage.

The first high voltage overhead line (OHL) of 22 kV was made operational in 1928. It connected the Yerevan HPP with the Aygerlich pumping plant. In the 1930s overhead lines with voltage of 22 kV, from the Gyumri HPP to Gyumri and from Yerevan HPP-1 to the Ararat Cement Factory were laid. From 1951-1958 all 22 kV voltage OHLs were transformed to 35 kV voltage.

On 15 November, 1932 the first OHL with 110 kV voltage was put into operation in Armenia. It connected the Dzora HPP with the Kirovakan (Vanadzor) regional substation. After construction of Yerevan HPP-1 and 2 and the Kanaker HPP start-up in October 1938, the OHLs of 110 kV connecting Kanaker-Amamlu (Spitak) – Vanadzor – Stepanavan and Spitak – Gyumri were activated. Thereafter, all power plants were converted to a parallel regime. The Armenian power system was then established.

Before World War II, the Kanaker HPP with a capacity of 88 MW was constructed and commissioned. From 1945 to 1960, construction of all the HPPs in the Sevan-Hrazdan Cascade was completed.

Despite power consumption, growth significantly surpassed the growth of hydro power capacities. At the end of the 1950s the construction of TPPs operating on imported fuel began in Armenia. Accordingly, thermal power units were commissioned in the following TPPs: Yerevan TPP (1963-1966), Hrazdan TPP (1966-1974), Vanadzor TPP (1964-1976).

Construction of hydro power plants was continued on the Vorotan River. The Tatev, Shamb and Spandaryan power plants on the Vorotan Cascade were commissioned between 1970-1989. In the 1970 and 80s, based on electricity generation per capita, Armenia far exceeded not only Turkey, Iran, and Iraq, but also countries such as Italy, Spain, Ireland and Portugal.

In the mid 1970s, the total operating capacity and under-construction plants in Armenia was not sufficient to meet the power load of the Armenian energy system. Thus, the decision was made to construct a nuclear power plant (NPP) in Armenia. Subsequently, the first unit of the Armenian NPP was constructed in 1976 and the second unit in 1980.

Due to the intense energy system development, beginning in 1972, the Armenian energy system was upgraded from deficient to redundant and started to export the electricity to the Trans-Caucasian power network. Simultaneous to installing new generating capacities, Armenia intensively performed the network construction. In 1975, the installed capacity of transformers of 35 kV was more than 10,000 MVA. In 1990, it increased to 18,000 MVA. The length of 10 kV and more HV lines was more than 9,000 km in 1975. In 1990 this number increased up to 19,000 km. The quantity of substations of 6(10) /0.4 kV was over 6,000 in 1990.

**Table 2-3. The dynamics of power generation per capita in Armenia and neighboring countries.**

Countries	1959 □		1965 □		1970 □	
	Generation, mln. kWh	Generated kWh per capita	Generation, mln. kWh		Generation, mln. kWh	Generated kWh per capita
Armenia	2688	1525	2855	1320	6100	2426
Georgia	3151	779	6042	1338	9000	1904
Azerbaijan	6110	1652	10417	2265	12000	2328

### 2.1.3. Collapse of the Soviet Union; Energy Crisis in Armenia

Since 1991, after the Soviet Union's collapse and as a result of political developments, such as the Nagorno-Karabakh issue, blockade and frequent damage of gas mains, Armenia went through a severe fuel and energy crisis, which lasted until the re-commissioning of the NPP at the end of 1995, thereby restoring the continuous energy supply to all consumers. The structural reforms in the Armenian energy sector were remarkably helpful in overcoming the energy crisis.

## 2.2. Power Energy of the Republic of Armenia

### 2.2.1. Power System of Armenia; Reforms and Changes

In 1992, as a starting point, the Ministry of Energy and Fuel was established. It had the goal to increase management effectiveness and to organize the process of de-monopolization and reformation of the energy sector. Nevertheless, through December 1995, the State Enterprise "Armenergo" had the monopoly on the entire sector.

The energy crisis was caused by an unstable power supply to consumers, a rapid increase in over-consumption by power plants, actual power losses in the power sector, and a rapid decrease of power quality on frequency and voltage. The energy crisis caused a decrease in the level of performance in discipline and organizational culture: large scale breaches of contractual duties, ignorance of power energy usage and other rules and norms. The Transfer Network was converted from parallel to radial due to the decreased effectiveness of relay and

automatic protection. The overload of the system caused breakages in a large amount of power equipment in the distribution network.

The intensive process of depreciation and losses of fixed assets were not recovered. The payment level for electricity was very low.

In December 1995, the decentralization of the Armenian power system took place. All functions of distribution and retail sales of power energy were transferred to regional distribution grids. Generation was assigned to independent, potentially competitive, generation companies. The transfer, dispatch and wholesale duties were assumed by the transmission company.

The starting stage of decentralization was unique: Vorotan Cascade of HPPs, Yerevan TPP, Vanadzor TPP, and small HPPs remained the responsibility of Armenergo to provide the regulating procedure on a daily basis.

The desperate situation was observed in energy distributing enterprises due to the absence of control and accounting, low level of collection (no more than 25 percent), mass theft, grid overload and, thus, destruction of power and supporting equipment. The aforementioned led to the decision to establish 64 grid state enterprises in 1996. These enterprises were charged with special duties and obligations for power energy as a trade category.

In 1997 the Law on Energy was approved. It was enacted in 2001 and thereafter upgraded with amendments. Based on this law, in 2001 the Energy Committee of the Republic of Armenia was established. The Committee was authorized with the legal power of ex-inter-ministerial tariff commission. The new committee, appointed by the President of Armenia, was called on to regulate the relationship of the energy sector's legal entities, set up the tariffs for power sales and services while considering the interests of both companies and customers. In 2003, because of the transposition of regulatory duties of other sectors, the Energy Committee was reorganized into the Commission on Regulation of Natural Monopolies of the Republic of Armenia.

One of the key tasks at this stage was to increase discipline of operation and management of the power regimes. This issue became crucial after the second block of the NPP was re-commissioned. The task of a sustainable and non-stop power supply was replaced with the priority of stable, sustainable, and safe operation of a power system, in general, and of the NPP in particular.

With the goal of rehabilitation and promotion of the technical conditions of the power system, credit sources and technical assistance from different countries and international financing organizations were employed. The increase of the NPP's safety and the replacement of depreciated HV breakers in the most vital parts of the network were made a top priority.

The results of the reforms and changes impacted the power system in all areas, as well as the economy of Armenia. Decentralization of the sector stimulated the enforcement of fiscal discipline, promoted accounting systems and control of consumed power energy, and developed a program on decreasing technical and commercial losses of electricity. The improvement of the sector's financial situation allowed the Ministry of Energy to enforce the process of renovating



the power system's depreciated fixed assets.

The structure of distribution and retail sales of electricity was changed. The intensive consolidation process merged 64 small and ineffective grid companies into 11 larger ones. Later, the merging process resulted in the establishment of 4 regional distribution companies. Since 2002 all companies have been merged into one – Electricity Network of Armenia (ENA).

The decentralized structure of the Armenian power sector provided an opportunity to initiate the complex plan of privatization. In the beginning, 11 small HPPs were privatized. In 2002 ENA was privatized by the foreign private company, Midland Resources Holding Ltd.

### 2.2.2. Basic Directions of Development

Of utmost importance for the further development of the Armenian power market is the concept on reforming the wholesale market of electrical power and energy, elaborated by the Commission on Regulation of Natural Monopolies. According to the Commission, during the first stage of the reforms the model of obligatory pool should be established in the electrical energy and power market. The main parties of the contract are the independent producers and importers of electricity, and the unified distribution company. The “High Voltage Electrical Networks”, “Power System Operator” and “Settlement Center” are the market players and providers of services on distribution, technical and economic dispatching, as well as electricity metering and wholesale market settlements. The tariff formations and approval on all functional levels, except the external trade agreements, are the responsibilities of the Commission.

The step-by-step power market opening is presupposed during the subsequent stage of the Armenian power market liberalization. The regulation will be maintained in those sub-sectors of the energy sector which have the characteristics of natural monopolies.

Overcoming the economic crisis and the sustainable trend of macroeconomic growth has made it possible to now focus on the issues of fuel and energy sector development.

The governing institutions of Armenia consider the country's energy security and energy independence to be of great importance, needed for the further sustainable development of the country. Consequently, the concept on the provision of a rational energy security level is the basis of both energy development sector programs and a range of target programs. The strategy of the energy development in Armenia envisions:

- Maximum utilization of its own energy resources for thermal and electrical energy generation
- Provision of diversification hierarchy
  - by generation sources - NPP, HPP, TPP;
  - by fuel supply - nuclear fuel, natural gas, mazut (crude oil);

- by energy resources supply chains - electricity and gas transportation pipelines, transportation means and ways of oil delivery;
- Strengthening and development of inter-regional cooperation and integration of power and gas systems

Based on these strategic principles the energy sector development envisions:

- In the hydropower sector:
  - rehabilitation and modernization of existing HPPs;
  - utilizing the whole hydro potential with a total capacity of about 300 MW (including plants with average capacity- Meghri HPP, Shnokh HPP, Loriberd HPP and a number of small HPPs);
- In the heat supply sector:
  - utilization of the existing units and aggregates until exhaustion of their technical capacities;
  - technical re-equipment of thermal power plants combined cycle units (construction on the basis of Yerevan TPP of NGCC 208 MW, completion of Hrazdan TPP 5<sup>th</sup> unit construction, etc.);
- In the gas supply sector
  - modernization and development of gas transportation and distribution networks (modernization and expansion of underground gas storage, construction of Iran-Armenia gas main, complete restoration of gas supply to the consumers);
- Establishment and development of renewable energy, including wind, solar and geothermal energy
- Planned realization of energy saving policy
- In the nuclear energy sector
  - completion of all planned steps, aimed at increasing the exploitation security level of the operating unit of the NPP;
  - consider the development of nuclear energy based on modern reactors with the increased indexes of security and reliability, as an alternative to the construction of thermal units in the development program until 2020.

### 3. Entities of the Armenian Power Sector

In any country, the energy sector is considered a priority. It is very real for Armenia, as an importer of most of its energy resources for internal usage. It makes the country less secure when economic and political blockades from the neighboring countries occur. In this case, the demand of strategic planning for the future of the Armenian energy system becomes fundamental.

The key issue in the Armenian energy sector was, and still remains, the replacement of the NPP capacity after decommissioning. Irrespective of when it

happens – in 10-12 years consistent with the Government's plans or in coming dates, as suggested by the European Union and Armenia's neighbors, it is required to develop the power sector without an NPP.

In our opinion, first and foremost, it is necessary to invest appropriate resources to modernize existing TPPs, to increase the effectiveness of gas turbines operations and to decrease the generation losses. This will cover the lost capacity. More realistic (but not adjusted) would be the construction of a new NPP with the newest advancements in nuclear energy.

More acceptable is the construction of a series of mid-size power stations working with gas, together with aggressive development of alternative sources of energy (wind as the first). Today, the so-called "combined electricity and heat" technologies and gas turbines with combined cycle are viewed as the most popular in Europe and other parts of the world. The construction of such plants requires less capital investment than any other type of power plant (to compare: it's twice less than coal power plants). The cumulative cost of several modern plants based on new technologies that are able to replace the capacity of the NPP will be less than one NPP. In addition, the operation of these plants is cost-effective and the ecological impact is acceptable. Further, the effectiveness of such plants is up to 60 percent. With steam usage for industrial purposes, this rate increases up to 80 percent. For instance, beginning in 1990, any large power plant in the UK is constructed based on the aforementioned technologies.

An essential part of the Armenian economy is based on industries requiring small energy capacity, e.g. information technologies, jewelry. At the same time Armenia expects the boom of tourism and other spheres of services to increase energy use. The creation of a more or less decentralized power system will allow the increase of power generation according to increased consumption. In addition, today all the basic generation units are geographically located within 40 km of Yerevan. It makes power especially costly for the regions. Should Armenia wish to develop the economy and rehabilitate the industry in the regions, it is crucial to think over new power stations with a close location to consumption centers in order to decrease losses from transmission. Usually, the transmission losses are 10-20 percent, when the actual losses are even more. With the decrease of such losses, the Armenian power sector will become more sustainable and perform its duties better. Consequently, it is important for Armenia to construct several small and middle generating units spread throughout the territory instead of concentrated in one region.

Unfortunately, there are no full-flowing and rapid rivers in Armenia to build large HPPs as the most ecologically safe generation type. These HPPs could replace old generating capacities.

The bid on gas power units will gain additional benefits in the future. Air pollution (especially CO<sub>2</sub>) resulted in the consequence of natural gas emissions is less comparing with other types of fuel. Consequently, it is possible to increase power generation without air pollution increases. It is important, within the context of the Kyoto Protocol of European countries, because

countries must decrease pollution to 1990 levels. If Armenia assents to this protocol and, therefore, is obligated to meet quotas on pollution volumes, Armenia would have an opportunity to benefit from sales of these quotas, because the 1990 level of pollution in Soviet Armenia was much more than now. Recently many sectors of industry with high levels of pollution (chemistry, machine-construction) decreased their production volumes. They had been replaced with the less-energy consuming sectors. Most likely the previous industries will not be revived; they will be replaced with modern "clean" technologies that are more modern than Soviet ones.

Many problems of Armenian energy are explained by the monopolistic nature of transmission lines and the distribution network. The European experience (Direction 96/92 EU of European Union on Electricity, 1996) assumes the liquidation of monopolies and allowance of a 3<sup>rd</sup> party to buy and transmit electricity. Despite the natural monopoly of transmission and the distribution of electricity (there is no reason to have several lines to the same consumer), the provision of electricity can be implemented by several companies. Hence, owners of transmission lines and distribution grids could have the lines which merely deliver the electricity. The benefit will be based on small fixed tariffs for a defined volume of electricity. The competition will be between generating companies. Thus it comes out that one building is served by a certain company and the neighboring building is provided electricity by a different company. The price (tariff) for electricity will be defined by the market but not by the officials from the antimonopoly commission. In the US and EU, electricity delivery is implemented by municipalities. In this case all the profits go to the development of local infrastructure – they build and renovate roads, schools; planting of greenery, sanitation services, etc. In the end, the benefit belongs to the population.

**Table 3-1. Main Indicators of the Electric Energy Sector in 2002-2004, million kWh**

#	Generated and Delivered Electric Energy	I Q 2002Y	2003Y					I Q 2004Y
			1□	1 □□□-□□	3 □	4□	□□□□	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	<b>Generation, including:</b>	1601,3	1621,9	2737,3	1341,9	1417,3	5500,9	1743,1
1.1	ANPP	791,1	553,1	578,7	738,4	680,4	1997,6	782,5
1.2	Hrazdan TPP	492,4	635,4	1049,1	13,8	238,2	1305,6	392,6
1.3	Yerevan TPP	39,1	78,0	83,9	98,9	32,8	215,6	105,0
1.4	Sevan-Hrazdan Cascade	37,1	42,0	322,9	99,9	0,0	400,8	
1.5	International Energy Corporation <sup>3</sup>					82,4	104,4	108,0

<sup>3</sup> Beginning from September the power has been generated by the "International energy corporation" CJSC

1.6	Vorotan	218,2	285,8	611,9	348,1	342,4	1302,4	315,6
1.7	Dzora HPP <sup>4</sup>	7,6	10,3	37,2	12,1	14,5	63,8	10,7
1.8	Private HPPs	15,8	17,4	53,6	30,7	26,5	110,8	28,7
2	Own Consumption of Power Plants, including	109,6	105,6	140,7	80,0	87,7	313,0	113,5
		6,8%	6,5%	5,1%	6,0%	6,2%	5,7%	6,5%
2.1	ANPP	65,4	48,8	51,2	65,3	62,8	179,4	64,8
		8,3%	8,8%	8,9%	8,8%	9,2%	9,0%	8,3%
2.2	Hrazdan TPP	36,3	43,2	71,4	0,9	18,3	95,1	31,5
		7,4%	6,8%	6,8%	6,4%	7,7%	7,3%	8,0%
		5,2	10,5	11,1	10,8	3,7	25,7	12,6
2.3	Yerevan TPP	13,4%	13,4%	13,2%	10,9%	11,4%	11,9%	315,6
2.4	Sevan-Hrazdan Cascade	1,6	1,8	4,0	1,1	0,0	4,8	
		4,2%	4,4%	1,2%	1,1%	0,0%	1,2%	
2.5	International Energy Corporation					1,4	1,7	3,1
						1,7%	1,7%	1,0%
2.6	Vorotan Cascade	0,8	0,8	1,5	0,8	0,8	3,1	0,8
		0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%
2.7	Dzora HPP	0,06	0,07	0,14	0,04	0,06	0,23	0,04
		0,8%	0,7%	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%
2.8	Private HPPs	0,3	0,4	1,4	1,0	0,6	3,0	0,6
		1,8%	2,5%	2,6%	3,3%	2,2%	2,7%	2,2%
3	Electric Energy Useful Delivery by Power Plants (1-2), including:	1491,7	1516,3	2596,5	1261,9	1329,5	5188,0	1629,6
3.1	ANPP	725,8	504,3	527,5	673,1	617,6	1818,1	717,7
	Hrazdan TPP, in which	456,1	592,2	977,7	12,9	219,9	1210,5	361,1
	Armenergo	0,0	408,7	794,2	12,9	194,8	1001,9	177,3
3.2	ArmRusGasprom	0,0	183,5	183,5	0,0	0,0	183,5	0,0
	International Energy Corporation					25,1	25,1	183,8
3.3	Yerevan TPP	33,9	67,5	72,8	88,1	29,0	190,0	92,3
3.4	Sevan - Hrazdan Cascade	35,5	40,1	318,9	98,8	0,0	396,0	
3.5	International Energy Corporation					81,0	102,7	105,0
3.6	Vorotan Cascade	217,4	285,0	610,5	347,3	341,6	1299,3	314,7
3.7	Dzora HPP	7,5	10,3	37,0	12,1	14,5	63,6	10,7
3.8	Private HPPs	15,5	17,0	52,1	29,7	25,9	107,8	28,1
4	Inflow, including	96,6	206,1	271,8	10,1	24,9	306,7	69,3
4.1	NKR	0,0	5,2	29,0	7,9	7,1	44,0	7,1
4.2	Iran	0,0	200,9	242,8	2,2	17,7	262,7	62,2
5	Input to High Voltage Network (3+4)	1588,3	1722,4	2868,3	1272,0	1354,4	5494,7	1698,9
6	Losses in HVN (% as to the	72,96	76,1	126,9	48,1	54,0	229,1	39,0

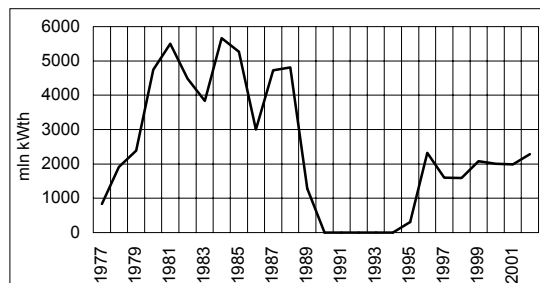
	estimated input)	4,6%	4,4%	4,4%	3,8%	4,0%	4,2%	2,3%
7	Delivery from High Voltage Network (5-6), including <sup>4</sup>	1515,5	1646,4	2741,4	1223,9	1300,3	5265,6	1659,9
7.1	EI NetArm	1283,8	1421,1	2401,8	1059,0	1205,6	4666,5	1363,7
7.2	Other Consumers	1,0	3,8	14,4	1,0	0,7	16,1	0,5
	Exports, in which:	230,7	221,4	325,1	163,9	94,1	583,0	295,7
	NKR	20,9	26,4	33,7	14,3	20,9	68,9	13,1
	Kashatagh	0,0	9,1	14,7	3,9	8,0	26,6	9,3
	Georgia, in which:	0,0	185,3	186,1	0,0	26,3	212,4	213,0
	Armenergo	0,0	10,0	10,8	0,0	2,2	13,1	6,6
	ArmRusGasprom	0,0	175,3	175,3	0,0	0,0	175,3	0,0
	International Energy Corporation					24,1	24,1	206,3
	Iran	0,0	0,7	90,5	145,7	38,9	275,1	60,3
	Total Amount of Losses in the Distribution Network, as to the estimated input)	403,9	385,1	579,7	163,4	268,9	1012,1	275,5
8	(8/7.1), in which <sup>4</sup>	31,5%	27,1%	24,1%	15,4%	22,3%	21,7%	20,2%
	- technical losses	153,8	177,03	286,73	104,21	129,98	520,92	173,11
		12,0%	12,5%	11,9%	9,8%	10,8%	11,2%	12,7%
	- commercial losses	250,1	208,12	293,00	59,21	138,97	491,17	102,39
		19,5%	14,6%	12,2%	5,6%	11,5%	10,5%	7,5%
	Electric Energy Delivery by the "EI NetArm" CJSC (by customer groups) (7.1-8)	879,9	1035,9	1822,1	895,6	936,6	3654,4	1088,2
	Residual customers	355,9	435,0	697,7	269,8	377,9	1345,4	448,6
	Budget organization	67,7	75,3	106,9	23,8	52,8	183,5	74,2
9	Industry	168,2	187,7	368,7	234,3	191,9	794,8	234,5
	Transport	34,4	34,5	62,0	26,9	30,6	119,5	33,7
	Irrigation	2,7	2,5	79,0	120,5	23,4	222,9	4
	Water supply and sewerage	71,1	69,2	130,1	66,4	58,5	255,0	58,1
	Other consumers	180,0	231,8	377,7	153,9	201,7	733,3	235,1

<sup>4</sup> Electric energy supplied by Dzora HPP is used for own consumption, which pays the contractual cost to the "EI NetArm" for distribution services.

### 3.1. Generation

#### 3.1.1. Nuclear Power Plant (NPP)

Figure 3-1. Generation of Electricity in the Armenian NPP



#### Armenian NPP

The Armenian NPP is located in the western part of the Ararat valley: 10 km to north-west of Armavir and 28 km the west of the capital – Yerevan.

The NPP was commissioned in 1976 (first reactor) and 1980 (second reactor). The nuclear reactors (type: VVER-440, B-230) were upgraded and adapted to local conditions with a seismic rating of 8 and was called VVER 440/270. After the earthquake of December 7, 1988 the Board of Ministers of USSR ordered the operation of the NPP halted.

The Government of Armenia decided to restart the NPP in 1993 to overcome the energy crisis. The rehabilitation was undertaken with international support. Specialists were invited from the US (Bechtel), France (Framatome), Russia (Rosenergoatom) and the IAEA. The second block of the NPP, VVER 440/270 with the installed capacity of 407.5 MW was restarted on November 5, 1995 and had no emergency breakages.

However, the startup of the NPP caused negative reactions both from neighboring countries and international organizations.

In 2003, the NPP was given to the Russian “Inter RAO EES” company (subsidiary of RAO “EES Russia”) for management. Today, the plant provides energy of more than one-third of total consumption. In 2003, the NPP generated about 2 billion kWh of electricity which is 36 percent of total generation in Armenia (Table 3-1).

Consistent with Mr. A. Martirosyan’s quotation, Chairman of the Armenian Nuclear Energy Inspection, “The specialists of MAGATE made a positive evaluation regarding the level of safety in the NPP as a result of numerous control visits. The recent complex study of the specialists of MAGATE was conducted in November 2003. This study did not reveal any reason to stop the operation of the plant.”

Once per quarter, emergency fire and anti-emergency trainings are performed in the plant. Furthermore, once every three years, emergency trainings are

conducted on an international level. Today, the plan is to carry out 3 phases of international level trainings: one at the end of October 2004, the other two will be next year. MAGATE, the European Commission, Great Britain, the organizations of BNFL and Serco-assurance support these training programs.

The US Department of Energy (DoE) has participated in organizing safety advancements at the NPP since the plant’s start-up in 1995. In particular, in 1995 the main agreement between the NPP’s management and the DoE was that the DoE provided USD 1 mln of support for safety purposes. A series of actions were planned for modernization and an increase in the plant’s level of safety. Parties need to be approved by US officials, which is expected before the planned restart of the plant (most of these actions can be performed without stopping the reactor). Simultaneously, the multifunctional simulator is in the licensing stage. Negotiations with the US are being conducted to obtain the full scale simulator, costing \$3-4 mln. Use of this simulator will support the skill of NPP personnel and preparation of new professionals.

The essential resources of the NPP’s safety needs were provided by the EU’s TACIS program. Some of these programs are conducted jointly with State Nuclear Inspection of the Republic of Armenia. They are ongoing and will take about 1.5 - 2 years. However, EU support has decreased due to the soon decommissioning of the plant.

At the end of 2003 Mr. G. Markosyan, the General Manager of the NPP stated “Since 1995 to now we have spent about USD 50 mln. on increased safety. At present the plant can work for its technical term of operation, 2016, or more, until 2018. In particular for 1995 - 2003 the US granted about \$35 mln. TACIS provided \$12 mln. Certain innovative projects are in the works including TACIS’s total sum of EURO 10 mln. These resources will be directed, first, on plant upgrades and installation of a new system of safety”.

At the same time, the issue to start-up the first block of the NPP was also raised. It was stopped in the late 1980’s. However, according to the specialists, it is considered to be practically unrealistic. The remaining capacity of this block is for 10 years only and that is why it is economically ineffective. Until now, there has been no decision by the Government of Armenia on the future of this block. Currently it is decommissioned. As specialists say, it operates on a long-term break which requires substantial investments to keep it safe.

The full decommissioning is very costly. According to the assessments of MAGATE specialists, the decommissioning of both blocks costs about \$400 mln. (\$200 mln. per block). The decommissioning (operation stop) of the second block, according to the agreement between Armenia and the EU, can be realistic only when new sustainable capacities are created that will guarantee Armenia’s energy independence.

Another scenario of Armenia’s power sector development (worked out by MAGATE) presumed the construction of a new NPP. The program forecasted either building a new NPP or replacing the capacity with alternative energy resources. The cost of each installed kW will cost \$1,000-1,200. The program was approved by MAGATE and will be publicized and distributed between

MAGATE members in the near future. According to MAGATE, the scenario of a new NPP in Armenia is more attractive from an ecological standpoint. The new TPPs will increase air pollution. If replacing NPP capacity with TPPs, the effluence of CO2 will be 1 mln. tons per year.

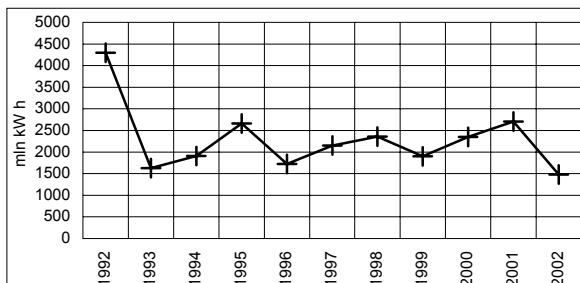
The experts say that the problem placed by the EU on the Armenian NPP is idealistic and too politicized. The president of the Russian Scientific Center (RSC) "Institute of Kurchatov", academic Yevgeniy Velikhov, stated that it is possible to reconstruct the Armenian NPP in a short time and provide the sustainable operation in full capacity without huge investments.

As "Gazeta SNG" reported, "During the last years Russian scientists have conducted studies that fully rejected the opinion of some politicians about earthquakes under the power plant, making the future operation of the plant dangerous. According to recent data, the tectonic plates under the NPP is the most steady and stable place in Armenia from a geological point of view."

### 3.1.2. Thermal Power Plants (TPP)

#### Hrazdan TPP

Figure 3-2. Generation of Electricity in Hrazdan TPP

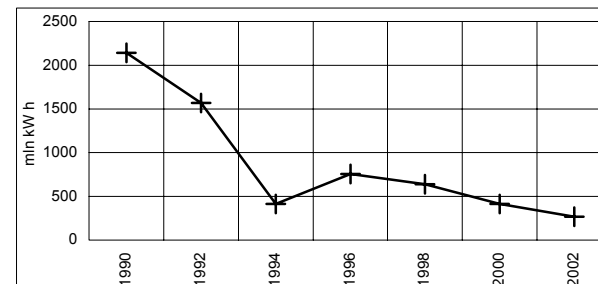


The construction of the Hrazdan TPP was started in 1963. The plant was designed to meet the demand of the Trans-Caucasus (South Caucasus). The plant started operation in 1972.

The Hrazdan TPP consists of block and non-block parts with a total capacity of 1110 MW. From the start of operation through January 1, 2003, the plant generated about 140 billion kWh of electricity. Due to the decrease in demand starting in 1990, the Hrazdan TPP was transferred into a balancing unit. And only recently, because of optimization of regimes and equipment layout, the consumption of specific fuel was stabilized (372 gsf/kWh).

#### Yerevan TPP (YTPP)

Figure 3-3. Generation of Electricity in YTPP



The first turbine of the YTPP with a capacity of 50 MW began operation on March 31, 1963. The installed boiler was a TGM-84 type with the productivity of 420 tons per hour. The turbine was PT-60. Today the YTPP consists of a block-part with a capacity of 300 MW and a non-block part with 250 MW of installed capacity. As a result, the YTPP is a mixed-type station.

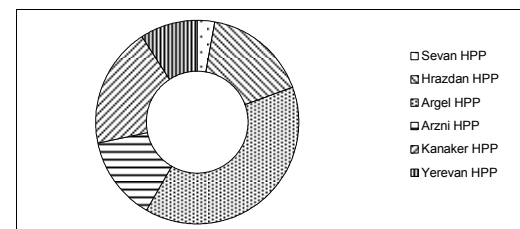
The YTPP was designed with a capacity of 550 MW in 1966. From the beginning until January 1, 2003, the YTPP generated 74.67 billion of kWh. Starting in 1990 the generation at the YTPP rapidly declined due to the decrease of consumers' payment ability which resulted in a decrease in the effectiveness level of production.

The YTPP, as well as other TPPs of Armenia, is very old. It has operated for more than 40 years, although the lifespan of TPPs throughout the world is 30 years. Having worked at a capacity of 550 MW, the plant now generates only 50 MW because of obsolete power equipment.

### 3.1.3. Hydro Power Plants (HPP)

#### Sevan-Hrazdan Cascade of Hydro Power Plants

Figure 3-4. The structure of capacities of the Sevan-Hrazdan Cascade of HPPs

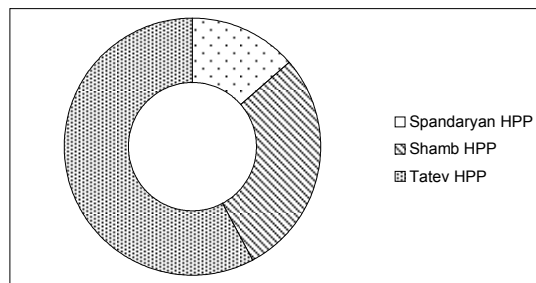


The Sevan-Hrazdan Cascade of HPPs consists of 6 hydro power plants lined along the Hrazdan River and 17 irrigation channels for 100,000 ha of land in the Ararat Valley. The Sevan HPP is located at the highest point. It uses water from Lake Sevan, playing the role of water regulator for irrigation needs. The

Yerevan HPP is at the bottom point. It is located in Yerevan. The installed capacity of the Sevan-Hrazdan HPP is 550 MW.

### Vorotan Cascade of HPPs

Figure 3-5. Structure of capacity of the Vorotan Cascade of HPPs



The Vorotan Cascade of HPPs consists of three hydropower plants located on the Vorotan River. The Spandaryan HPP is located on the top (1694 meters). The Shamb HPP is at 1327.8 meters. The Tatev HPP is located on the bottom (730 meters). The Spandaryan HPP, with a water reservoir, is the main power regulator of the system.

#### 3.1.4. Small HPPs and other alternative Power Plants

The main sources of alternative (renewable) energy in the country are small HPPs (SHPP). "The scheme of development of Small Hydro Power of Armenia" includes 325 SHPPs with a total capacity of 275 MW and total yearly generation of 833 mln. kWh.

By 2002, 22 SHPPs were operating in Armenia in parallel with the system. The total capacity of operation was 37.7 MW with the generation of 94.5 mln. kWh of electricity. Today, there are 30 SHPPs which include 13 "old" stations, and 17 rebuilt plants. There are currently 20 new SHPPs being built.

In total, the economic potential of the country consists of about 3.2 billion kWh, 1.6 billion kWh of which are being used. According to the Minister of Energy concerning the SHPPs, it is planned to increase the generation volumes by 75 MW. It will generate 400 mln. kWh of electricity per year. Construction and operation of the SHPPs will lighten the load of power complex. Together, it will increase the independence and safety of the sector.

The next important alternative source of power is wind. According to various data, the potential of wind power is assessed as 1-1.2 billion kWh. (See below the new projects and investment expectations.)

In addition, the conditions to attract additional investments for renewable energy are under way. So, the Commission of Regulation Natural Monopoly of the RA set the new generation tariff for the HPPs as \$ 0.045 (before was \$0.03). They increased the generation tariff for the wind power plants from

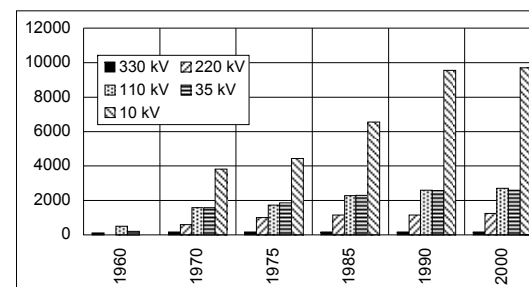
\$0.05 to \$0.07.

Other alternative power plants are Solar Water Heating (SWH) setups, wind power projects, biogas setups and fuel elements.

Solar power in Armenia was started during the late 1980s. Solar panels (local design) were installed on state entities first and, in the early 1990s, on some private houses. Today solar power technologies are provided by SunEnergy LLC and SolarEn LLC. Wind power is in the stage of study and design. The commercial potential of wind power is assessed as 70 MW. Biogas setups first were used with the SWH system on a small farm in 1998 with the support of the expert center "VISTAA". On the "Lusakert" chicken farm a biogas setup was created, the biggest in Armenia, with metan tank volume of 50 cb. m, "dry" gasholder volume of 70 cb. m, and system of preparation of working mass. Daily generation of gas is 90-135 cb. m. Since 2003, another generator has started operation in Yerevan with the reactor volume of 25 cb. m. The fuel elements are run by H2 Economy CJSC. This company does research, commercial design and production of hydrogen fuel elements with proton exchange membrane, as well as components and parts related to elements.

### 3.2. Power Transmission

Figure 3-6. Length of overhead HV lines in Armenia, km



Armenia maintained the only HV lines of 330 kV that linked the substations near the Atarbekyan HPP with Akstafa (Azerbaijan). At present, this line is not used. The HV lines of 220 kV and 110 kV, linking Armenia and Nakhijevan, is also not used.

The network of 220 kV HV lines covers the whole of Armenia. Its length is 1300 km. These are, in general, one chain HV lines. The only two chain HV lines connect the Armenian NPP with substation "Ashnak" and the Hrazdan TPP with Atarbekyan. The total number of 220 kV substations of HV network is 14.

The internal demand for electricity is met by a wide-spread network of 110 kV. It has 119 substations with a total length of 3170 km.

### 3.3. Infrastructure Organizations

#### 3.3.1. Armenian Scientific Research Institute of Energy (Institute of Energy)

The Armenian Scientific Research Institute of Energy (ASRIE) was established in 1961. The history of the ASRIE dates to 1948. Since 1948 it has acted under the Academy of Science of Armenian SSR as a laboratory of electro-technique which was later renamed the Institute of Electro-technique. From 1963 until 1992 the ASRIE was the part of Ministry of Energy and Power Supply of the USSR. Since 1992, the ASRIE has acted in accord with the Armenian Ministry of Energy. Under the support of the Ministry the “Strategic Center of Energy” was established in the Institute.

#### 3.3.2. Design Institutes

The leading design institutes of Armenia in the energy sector are Armenian Power Network Design (APND) and Armenian Hydro Design (AHD).

APND successfully designs HV networks, lines, and substations. The company is the official organization of the Development Program of Power Network of Armenia. The company fulfilled the pilot projects with cooperation by from USAID.

AHD takes orders from private companies licensed for construction and operation of small and middle size HPPs.

#### 3.3.3. Repair and Construction Companies.

Construction and assembly are performed by local companies such as Hydro Special Construction, Hydro Energy Construction, Arjermek, Electricity Construction, Armenian Hydro Power Machine, etc. Armenian companies perform all necessary work to construct, assemble, and put into operation on separate power units and whole plants and networks. Repair work is done by companies such as Power Repair and Nuclear Power Repair that maintain the unique technologies of repair and inspection for this period.

## 4. Legislation

The power sector of Armenia is regulated by the Law of the Republic of Armenia on Energy, approved by the National Assembly in 2001. This law regulates the relationship between legal entities with the electricity, heat, and gas consumers.

The Government Decisions of the Republic of Armenia are focused mainly on provisions of technical requirements for production and operation of power setups and equipment. In particular, Government Decisions set the procedures of transmission and payment for electric energy. The legal framework of Government Decisions relates to the issues of ownership of state power companies, including regulation and management.

Issues regarding tariffs are reviewed and approved by the Commission of

Regulation of Natural Monopolies of the Republic of Armenia. The Exclusive Decision of the Commission also determines conditions and issues of licenses for generation, transmission, and distribution of electricity.

## 5. External affairs, projects, investments, and privatization

The External Economic Policy of the Government of Armenia has always aimed to attract foreign investments, create and establish businesses and favorable with bilateral and multilateral agreements.

From the prospective point of view, Iran is playing an important role for Armenia. Both countries are cooperating on issues of usage of hydro resources of the Araks River and intensification of relationships of the power system of Armenia and Iran. Iran is involved in wind energy in Armenia and has granted US \$ 2.5 mln.

The relationship with Germany is based on the “Caucasian Initiative” where Armenia, Georgia, and Azerbaijan are involved.

Japan is involved in the construction of a new TPP in Yerevan on gas-turbine generators that will decrease the cost of heat power generation.

Negotiations with the European Union include the issues of the Armenian NPP.

There was a follow up of technical and financial assistance from the DoE and USAID. Based on this assistance, work on safety enforcement in the Armenian NPP was performed. In 2002 an automated settlement and control system became operational. It was an important step toward the formation of the power market.

Several programs were implemented for renovation of the power system to increase the sustainability, safety, and independence.

### 5.1. Privatization

In September 2003, the controlling share of Armenian NPP CJSC was transferred to Inter RAO EES (Russia) for five years with the condition of non-stop delivery of nuclear power.

Within the framework of the Russian-Armenian contract “Property against the Debt”, since 2003 ownership of the Hrazdan TPP (excluding semi-constructed 5<sup>th</sup> block) has been with “Inter RAO EES” (Russia), a subsidiary of RAO EES. Currently it is managed by a newly established company called International Energy Corporation CJSC, which is registered in Armenia.

The future of the plant was discussed in an interview with Mr. V. Lomonosov, appointed representative of “Inter RAO EES” CJSC (publication of local newspaper, “Hrazdan TPP is preparing to work in new conditions”). In particular, Mr. V. Lomonosov said:

“Closed Joint Stock Company in the framework of the development of international power connections “Inter RAO EES” according to the contract with the Russian Ministry of Property received the authorization of the executive body for management of the Hrazdan TPP property. The main tasks

of the organization's management are the non-stop work of the Hrazdan TPP, protection of property and profits from operation. According to inter-state Protocol on Transfer of Property of the Hrazdan TPP to Russian ownership, the new owner will establish a new legal entity (conditionally: Hrazdan Energy Company CJSC) with the ability to receive foreign investments. Until registration of new legal entity in Armenia and obtaining the necessary licenses, the use of the Hrazdan TPP's property will be held by Armenian company "Hrazdan TPP" CJSC under the management of Inter RAO EES CJSC.

Today it is not so vital what the new legal entity will be called, or the organizational structure and executive bodies. The importance is in the increased effectiveness of the industrial and financial performance. No doubt that the successful operation of the Hrazdan TPP will pay back the debt to Russia and meet the electricity demands of Armenia. Of course, it is difficult to forecast the future development of the ongoing property transfer. It is clear that there are several issues that are not covered in the contract and will be resolved once operational.

Currently our company is preparing the Hrazdan TPP for operation under new conditions: meeting the licensing requirements, preparing applications for new tariffs, signing new contracts for electricity trade, a business plan and staffing.

The owner - the Government of the Russian Federation - assumed the responsibility to review the situation with the Hrazdan TPP on the regional power market, including future considerations. We already passed the analyses of plant conditions, current and future structure of the market. Based on these analyses we shall present to the Board the review of concrete measures which are required for the effective functioning of the Hrazdan TPP. I would not like to state the detailed measures proposed by us. I should say that they comprise both organizational and technical points as well as an investment action plan. It is understood that it is difficult to organize the plant's cost-effective operation based on technology and equipment of the 1950s and '60s, accordingly, competitiveness on the starting point would be gained within the regional power market..."

In March 2003, the fixed assets of the Sevan-Hrazdan Cascade of HPPs CJSC, together with nuclear fuel of the Armenia NPP, were transferred to the Russian Federation.

Despite retirement of all equipment, rehabilitation was done only on the oldest plant, the Kanaker HPP. This was done from 1999-2002 through a credit agreement with the Government of Germany (KfW) for \$18 mln. In particular, the following actions were performed:

- the rehabilitation of a derivative channel (about 8.5 km), main pool, the HPP building and some additional structures, base frame preparation for equipment to be replaced;
- average repair of turbines in power Blocks #5 and #6 with replacement of the management systems and some additional equipment, repair of valves and replacement of water level meters in the main pool and reservoir for daily regulation;

- replacement of generators in power Block of #5 and #6, repair (with required replacement) of windings and bus-bar wires of transformers (Block #5 and #6);
- replacement of the battery of accumulators and additional transformers of Block #1 and #2;
- rehabilitation of the station's land system, modernization of its communication system, operative control and dispatching with necessary replacement of the controlling and other cables.

Currently all assets of the Sevan-Hrazdan Cascade of HPPs belongs to Russia and was transferred due to the Armenian inter-state liability for the NPP's nuclear fuel. The total shares of the Vorotan Cascade of HPPs belong to Armenia (although there were trials to partially split or do a total transfer, including within the framework of the "Property Against Debt" contract.)

In February 2003 the technical reconstruction program of Yerevan TPP CJSC was approved. The history for the idea of the plant's modernization began in 1999 when, during the World Economic Forum in Davos, a contract was signed between the Ministry of Energy of Armenia and a Swiss company, ABB. This contract determined the need and task to build a modern power station neighboring the YTPP. It was planned to construct a new power unit of 70-80 MW. However, the following calculations showed that start-up cost of the power in this project would be much more – AMD 30 per kWh (\$0.07 for 2000-2002). The actual tariff for YTPP is AMD 18. In addition, analyses of load charts and available capacities showed that it is reasonable to build a unit of 190-220 MW. By 2001, the structure of ABB shareholders had been substantially changed and the project was stopped.

In early 2002, the Government of Japan was granted the right to fund this project. Today, the most accepted scenario of reconstruction is to construct a new steam-gas thermo block with electricity capacity of 200 MW.

The Vorotan Cascade of HPPs was also included in the process of modernization based on the reality of power demand. Despite the relative youth of HPPs, the problems of rehabilitation are actual here as well, especially for the Tatev HPP. During 2003 the EU granted EURO 2.7 mln. for modernization of the Tatev HPP and the second block of the Argel HPP (Sevan-Hrazdan Cascade). Later, based on this international tender, the search for the general contractor took place. The winner, the Austrian branch of the German company Voith-Siemens Hydro Power Generation, was announced in March 2004.

According to this tender, the required tasks should be completed by mid-2005. The main part of the project is the Tatev HPP, which was the first and only bucket station in the USSR. The funds were assigned to replace the speed regulation and rehabilitate the nozzles on 3 buckets turbines.

Completion of this project is connected with the need for promoting sustainability and quality of frequency regulation in the power grid, which is done by the Tatev HPP. In spite of this, operating year-round (thanks to two



water reservoirs), the Vorotan Cascade plays an important role for frequency regulating for power transmission from Iran to Armenia and vice versa.

## 5.2. Present Plans and Projects on Electricity Energy

Below are presented some of the current investment-credit expectations in the Armenian power sector.

### ***Investment intentions and tasks of “International Energy Corporation” CJSC.***

Armenia is the only CIS country that is not in the United Energy System (UES), which does not allow the country to be developed with the interaction of all energy cycle of CIS. Related to this, one of the first priorities of the International Energy Corporation is, according to the general manager M. Mantrov (he is the authorized representative of Inter RAO EES), “integration of the country in EES”. As he said to “ArmInfo”:

“To solve this task we need both rehabilitation and an increase in the capability of inter-state HV lines (5 of 8 HV lines are not in working condition), provisions of adequate levels of emergency automation and relay protection, corresponding dispatch of process. Such measures require significant financial investments. It needs to be stated that Holding RAO EES Russia is ready for that. Today, the different scenarios of investments in the energy sector of Armenia are being reviewed. Possibly, these will be the investments from Russia only; maybe, we shall agree on joint projects with the foreign and Armenian partners.

Our goal is to develop the competitiveness of Armenian power to export markets via increased savings in generating. We are sure of our success, because the management of RAO EES Russia has vast experience in solving similar problems. Furthermore, we took solid steps into the Armenian energy sector: Holding RAO paid the debt of the NPP for nuclear fuel and provided the delivery for 2003, took the obligation to serve and payback the loan of US \$18 mln. for reconstruction of the Kanaker HPP, and currently is negotiating for a new loan of EURO 15 mln. for modernization of the Yerevan HPP. It is just the beginning...”

The start of the presented approach is prevented by the unresolved organizational and technical issues related to the transfer of the Hrazdan TPP (full ownership) and Armenian NPP (trusting management) to the Inter RAO EES, the owner of International Energy Corporation CJSC.

Related to the Sevan-Hrazdan Cascade of HPPs, there is an established business plan that assumes US \$28,470,000 in investments through 2010. The plan is currently in the initial stages.

### ***Project of modernization of Yerevan TPP***

The interest of Japan on financing the project is not only for getting interest. Together with fiscal benefits, the “soft” crediting of high efficient projects in other countries increases the quotas of this country on air pollutions (Kyoto

Protocol).

A special working group is engaged in this project which was established by the Armenian Minister of Energy. The decisions made by this working group were approved by Tokyo Electric Power Services and in January 2003 were given to the Armenian side. In February 2003 the Armenian side gave all necessary documents to Japan Bank of International Collaboration (JBIC) with the hope of a final decision to finance during the same year. However, the process was postponed until the middle of July of 2004 when the loan agreement between JBIC and Government of Armenia was finally signed.

As General Manager of the Yerevan TPP, Mr. H. Hovhannisyan, says, “By the end of this year the mechanism of organization will be launched and be followed up with one or, maybe, several international tenders on completion of the project. According to these results we can determine the particular types of needed equipment, manufacturer, deliver companies, and so on.”

From different sources, through a JBIC loan, a new power block will be built, consisting of a gas turbine with the capacity of 165 MW, steam turbine with capacity of 60 MW and boiler-utilizator. The total installed capacity of this power block is 225 MW (with the condition by Yerevan it will guarantee 206 MW of operating capacity.) It is assumed that power units will be constructed on the modest, fully automated equipment, which includes an air pollution deep suppression system, especially for NOx. Starting and stopping the turbines should be automatic. Total start up time should not exceed 15 minutes. The planned cost of the project, according to Mr. H. Hovhannisyan, will not be more than US \$165 mln.

According to the design, the consumption of specific fuel in such a power block should be 158 grams per 1 kWh which is about 2.5 less than the existing Yerevan TPP blocks.

The terms of implementation of the project, on initial evaluation, is two years starting from the day of signing contracts from tenders for equipment purchases.

A related problem for completing the project is the transportation of freight, especially large-scale freight. That is why there is the issue of carrying capacity of communication: roads, bridges, and tunnels. Today several scenarios are being studied to solve this problem. The last case scenario, air transport, will be used: either Russian “Ruslan” or Ukrainian “Mria”. Steam turbine and generators can be transported via rail-way.

As General Manager of the Yerevan TPP says, “there are no plans related to old equipment”. His opinion is to disassemble part of the old equipment after start up of the new one because “it feeds the resources”.

### ***Investment program “Electricity Network of Armenia” CJSC***

The total profit of Electricity Network of Armenia CJSC in 2003 was AMD 3,986.178 mln (about US \$6.9 mln.) against the AMD 19,141.516 mln (about US \$35.4 mln.) in 2002. This rapid decrease (more than 5 times in USD), according to specialists, is explained by investments in the Armenian power

grid, implemented by the owner since the end of 2002. During 2003 US \$ 10 mln was invested.

The Commission of Regulation approved the investment program of Electricity Network of Armenia CJSC for 2004 with the total sum of AMD 5.8 billion without VAT (about US \$11.5 according to current rate of Central Bank of Armenia).

The bulk of the investment (AMD 4.97 billion or about 85 percent of program cost) will be directed toward rehabilitation, modernization and extension of the number of entities of the Armenian distribution network. The rest will be on:

- installation of an automated system of accounting of electricity on substations of 110 and 35 kV;
- purchase of software;
- purchase of machines and mechanisms, etc...

As General Manager of Electricity Network of Armenia, Mr. Ye, Gladunchik says that about a third of the planned investment for the current year is already spent. These investments were performed by the internal sources of the company.

According to the specialists of the Commission, the investment program for the current year will not increase the tariff for electricity for end-users.

The report on implementation of the investment program for 2004 should be presented to the Commission by the end of the first quarter of 2005. The investment program for 2005-2007 will be presented at the end of the third quarter of 2004. The Commission took the reporting statements of consumers whose electricity supply was cut, on sustainability of distribution networks and on actual investments.

It is interesting to note that since the 1<sup>st</sup> of August of the current year the Electricity Network of Armenia should start operations with generation without wholesale mediator which was represented by Armenergo CJSC. In connection with this, the company will not sign one contract but 29 which include: all generation companies, National Dispatch Center (NDC), High Voltage Network CJSC, and financial operator of the system, Settlement Center. As the General Manager says, “this (direct contracts) will not bring any benefits to the company except headaches, because the profit margin stays the same”.

#### ***Reconstruction of Power Substation of 110 kV with a loan from JBIC***

According to the General Manager of Electricity Network of Armenia, Mr. Ye. Gladunchik, at least the sub loan agreement with the Government of Armenia is signed. It states a loan of US \$ 38 mln. from JBIC. Part of this, US \$ 30 mln., will be directed toward reconstruction of a third of all 110 kV substation that were transferred to the ownership of the company after privatization of the Armenian power grid. The rest will be spent to purchase and setup 150 thousand double-tariff meters of electricity for poor residents.

“At the beginning, 1999, it was planned to reconstruct 33 power substations of

110 kV. However, for five years the prices of power equipment rose substantially, thus, the sum will be enough for only 30 power substation”, said Mr. Ye. Gladunchik. He added that to serve the loan issued by JBIC until 2028 with 1.8 percent of year interest, Electricity Network of Armenia should allocate US \$ 2 mln. per year.

The principal amount of the loan is planned to be used through 2006. In this connection, during two months the company plans to carry out the international tender for selection of a contractor. The preliminary qualification was passed in May 2003. The beneficiaries were registered in Armenia as subsidiaries of Siemens, ABB, and Alstom (now: AREVA). The last two are in consortium with Japan Sumitomo and Macui.

#### ***Programs of the European Union***

As coordinator of the EU programs in Armenia, Mr. Joan-Francua More says, “the European Union has two programs in Armenia related to the energy sector”.

The first program is to decommission the NPP with the goal of providing a safe alternative in the region. The stress in this program is mainly focused on development of Armenia’s hydro potential. The continuous work on modernization of the Vorotan Cascade of HPPs is related to this program.

Besides, the German company Fichtner is performing the feasibility study for construction of new HPPs, through the end of 2004, with a total capacity of 70 MW, with sources from EU. This project supposes the construction of five - seven plants in different regions of Armenia. The capacity of the smallest HPP will be 2 MW, while the biggest one, planned for Stepanavan on the Dzoraget River, will have 57 MW.

Within the framework of Second Energy Program of EU, the promotion of the dispatch system of Armenia is planned with a cost of EURO 3 mln.

#### ***HPP construction on the border of Armenia-Iran***

“From the preliminary data, the cost of HPP construction on the border with Iran at the Araks River is about US \$140 mln”, said the Minister of Energy Mr. A. Movsisyan. According to him, it is planned to build two HPPs with similar technical and economical parameters: the Megri HPP (Armenia) and the Karachilar HPP (Iran). The Minister stated that during the coming two months the feasibility study for construction of the Megri HPP will be ready. Construction is planned to start in mid-2005. The contract will be signed by the end of this year.

Mr. A. Movsisyan noted that the resources for construction of the Megri HPP will be provided by an Iranian partner. Armenia will payback the loan through the delivery of electricity to Iran. The Minister added that the capacity of the HPP will be 140 MW with the generation of 841 mln. kWh per year. To compare, the Minister noted that there are 30 small HPPs in Armenia with a total generation of 600 mln. kWh per year. He also added that the new Armenian HPP will be the best in the country with its technical and economic parameters. There are also plans to build a series of HPPs in collaboration with

Iran.

### ***The second HV line construction between Armenia and Iran***

Within the next three months the construction of the second HV line of 220 kV between Armenia and Iran will be completed. Referring to the statement of Minister A. Movsisyan, completing the construction of the second HVL will double the possible saldo of inter-transmission of power between Iran and Armenia. The HVL is built based on the memorandum of collaboration in the energy sector signed in Yerevan, July 2002, by Armenia and Iran.

As the Ambassador Iran in Armenia, Mr. Mohammad Farhad Koleyni says, "Iran allocated US \$8-9 mln for construction of the HVL". The Ambassador noted that if there is an exchange of Armenian power and Iranian gas, there will be a need for a third HVL.

### ***Plans to establish a Renewable Energy Fund***

This fund, with EURO 30 mln, is planned for Armenia by 2005 with the participation of EuroBank, USAID and the World Bank.

The readiness to provide the part of this funding (EURO 7.5 mln) was announced by the German KfW Bank and confirmed in Yerevan by Ms. Ingrid Mateus-Meier, a member of the Board of Directors of the Bank. The decision was made during the Scientific Conference on Renewable Energy that took place in Bonn. As Armenian Minister of Finance and Economy, Mr. V. Khachatryan, says, "the part of this will be given as a grant for consultations. The rest, EURO 6 mln, will be given as a loan for modernization of the functioning 30 small HPPs." The cost of each credit program is up to EURO 700 thousand, said the Minister.

Just to note, since 1995 (the beginning of financial collaboration with Germany) the amount of grants and loans in Armenia has been EURO 120 mln.

### ***The program of the Government of Germany***

Chairman of the Central Bank of Armenia, Mr. T. Sarkisyan, stated that the Government of Germany will provide a loan of EURO 7 mln for financing the construction of small HPPs. This program will be carried out within the framework of projects of German-Armenian Fund.

Mr. T. Sarkisyan stated that German partners, after studying the conditions of small HPPs in Armenia, selected about 25 power plants that could be modernized and operate effectively with support of the loan. The Head of Central Bank stated further that only 15-17, out of 25, HPPs met the criteria after approval of the loan program.

The selection of Bank-participants for the programs will be discussed during the German delegation's visit to Armenia. The loan conditions will be, in general, similar to those that currently are within the framework of the German-Armenian Fund (GAF). It means that loans will be given in AMD with the annual rate of 15-18 percent. However, the loan terms, 7 years, will be longer than the period of micro-loans.

### ***TPP construction on biogas***

The Government of Japan is ready to invest US \$4.5 mln for construction of biogas consuming TPPs with the capacity of 1.5 MW. This was announced by the Armenian Minister of Ecology, Mr. V. Ayvazyan. He said, "The Ministry came to a positive conclusion for construction of such TPPs based on the Nubarashen Garbage Store (near Yerevan)." This project is being negotiated between the Japanese contractor Shimuzu and the Municipality of Yerevan.

Recently the Commission approved the tariff of US \$0.08 per kWh for electricity generated from biogas (methane). This tariff is fully acceptable for the investor based on the profit earnings, stated the Minister. However, the negotiations have been prolonged because the Municipality of Yerevan signed a contract to rent the Nubarashen Garbage Store with another Armenian company. He stated, "this garbage store was formed basically in the 1960s and currently stores about 800-900 cb. meters of garbage a day."

As national coordinator of the project, Ms. D. Arutunyan stated, "the leasing contract runs through May 1 with "Megahot" company. Later, the Municipality extended the lease with another Armenian company "Ekotechart", that plans to sort the garbage on 21 ha." The total area of Nubarashen Garbage Storage is 60 ha. Ms. D. Arutunyan added that the financing source is the Japanese State Organization on Development of New Technologies (New Energy and Industrial Technology Organization).

The audit and feasibility study was assigned to the Japanese company Shimizu which already finished the preliminary study. Ms. D. Arutunyan stated, "The interest in this project was also shown by European Bank of Reconstruction and Development (EBRD) which in April of this year established an Ecology Fund especially for this purpose."

### ***Construction of Wind Power Plants.***

Mr. Shahram Aminian, a member of The Board of Directors of the Iranian company "Sadid Seba Niru", stated that the Ministry of Energy of Iran is taking necessary steps for extension of cooperation with Armenia in the field of electricity generation in wind power plants. As he says, "Iran has appropriate resources for this purpose, including technical".

It is planned to complete the pilot project for construction of WPPs with a capacity of 2 MW by mid-2005. The project is funded with a US \$2.5 mln. grant from the Government of Iran. This WPP will be built on Pushkin Pass. According to different sources, Iran is ready to assist further and if successful, to increase the capacity of the WPPs to 20 MW.

Over the next 5-10 years it is planned to build two more WPPs with the capacity of 20 MW. Completion of this project is performed by Iranian companies through the end of 2003.

As to the negotiations between two countries, Mr. Shahram Aminian said that the parties are still talking. However, the Ministry of Energy is working on this issue.

Several Iranian companies that have successfully worked with the Ministry of

Energy stated that they have the capacity to produce 40 meter fans for wind turbines.

## **6. The perspective on establishing the United Power System of South Caucasus (UPSofSC). Role of Armenia in the UPSofSC**

### **6.1. Armenia as part of a united energy system in the Trans-Caucasus**

In 1960 the inter-system Atarbekyan HVL-220 kV was put into operation. It had a capacity for 330 kV and was 108 km long. The HV line connected the Akstafa substation in Azerbaijan with substation SS-220 kV in the Hrazdan HPP. The parallel operation with the Georgian power system began in December 1958 with the connection of HVL-220 kV Mingechaur Tbilisi (204 km).

In 1960, after connecting the HVL-330 kV “Atarbekyan”, all three power systems of the Trans-Caucasus were operating in parallel. The power system of Armenia, from 1962 until 1971 received electricity from the Trans-Caucasian United Power System (UPS). From 1972 until 1989 Armenia exported power to the Trans-Caucasian UPS.

In June 1962, HVL-110 “Hoktemberyan” was put into operation (118 km). It formed the second cycle of 110 kV. This enforced the connection of the Gyumri SS with a power system and essentially increased the sustainability of the power supply to the Gyumri branch.

The United Dispatch Management (UDM) of the Trans-Caucasus started in 1962 in Tbilisi. It implemented the operative management of the Trans-Caucasus power system that united the Armenian, Azerbaijani, Georgian, and Krasnodar (South of Russia) power systems. After unification of the Trans-Caucasian power systems, the frequency regulation was carried out by the substations of “AzEnergo”. “ArmEnergo” was responsible for regulation of power exchange via inter-system HVL-330 kV “Atarbekyan” and HVL-220 kV “Alaverdi”.

From the time of experiencing a critical shortage, Armenia thereafter became self-sustaining in 1971, and then in 1972 began exporting power.

From 1960 until 1970 new HVL-110 kV connecting power systems of Armenia with power system of Azerbaijan and Georgia started operation: HVL-110 kV “Lalvar” and HVL-110 kV “Shinuayr”. The last was linking the Armenian power system with that of the Republic of Nagorno-Karabagh (Artsakh). HVL-110 kV “Shinuayr” used to work in radial regime to provide power to Artsakh. Later it turned to the parallel, after rehabilitation of the Tar-Tar HPP in 1993.

After the NPP began operating, from 1976-80, Armenia had about ten inter-system connections with the voltage of 330-220-110 kV. There were 5 lines of 330-220-110 kV with Azerbaijan, 2 lines of 220-110 kV with Georgia, and one line of 220 kV with Turkey. The Armenian power system was ready to increase

power exchange with neighboring countries.

In September 1992 HVL-330 kV “Atarbekyan” was disconnected and the Armenian power system operated in isolation. The United Dispatch Management of Trans-Caucasus was no longer in service. The isolated period was until 1997. In this year the inter-system HVL-220 kV “Meghri”, that connects the power systems of Armenia and Iran, was launched.

### **6.2. Consequences of Breakage of Inter-system Links**

From 1991 – 1996, the Armenian power system worked under very difficult conditions during a vital energy crisis. Due to the rail blockade, there was no combusted mazut for TPPs. TPPs used to work on natural gas with the breakages of pipe-lines and shortages of capacity. The output of TPPs dropped from 8.8 billion kWh (1990) to 2 billion kWh (1993-1994). In February 1996, due to the absence of heat consumption, operations at the Vanadzor TPP were stopped.

Due to shortages of energy resources, frequent switch-offs of customers occurred. The limitations were achieved 800 MW and 10-20 mln kWh per day. The most difficult time was during the autumn-winter high-use period. The volume of available capacity of TPPs was directly related to fuel delivery. Starting in 1992 a huge amount of water was diverted from Lake Sevan. The output of HPPs, compared to previous years, nearly doubled.

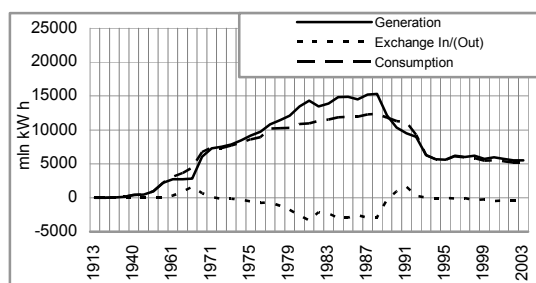
Due to a shortage of power capacity, the power system was operating with a critically low frequency, 43.5 – 48 Hz. The deviation of frequency within large limits resulted in the fluctuation of voltage. Very dangerous situations occurred for steam turbines of TPPs and other equipment.

The depreciation level increased for equipment, structures and HVLs. The rapid depreciation was impacted on circuit breakers of all voltage and especially cables due to the multiple fan switch-offs. In 1990 the actual losses of electricity in the system were 15.34 percent, in 1993 – 38.42 percent, in 1995 – 41.74 percent. Starting in 1996, the actual losses started to decrease: in 1997 – 33.3 percent and in 2002 – 25.8 percent.

### **6.3. Current Inter-state Power Links**

Today, the power system of Armenia has not merely overcome the crisis but has started operating under new economic conditions. In May 1997, the parallel operation with Iranian power system was achieved.

Figure 6-1. Energy Balance



The power system of Armenia interacts, and continues to increase interaction, with power systems of other countries. In particular, it is connected with the power systems of Georgia and Iran. There is the possibility for connection with power systems of Turkey and Azerbaijan. The establishment and extension of such connections can support the existence in the region of the power links presented in Table 6-1.

Table 6-1

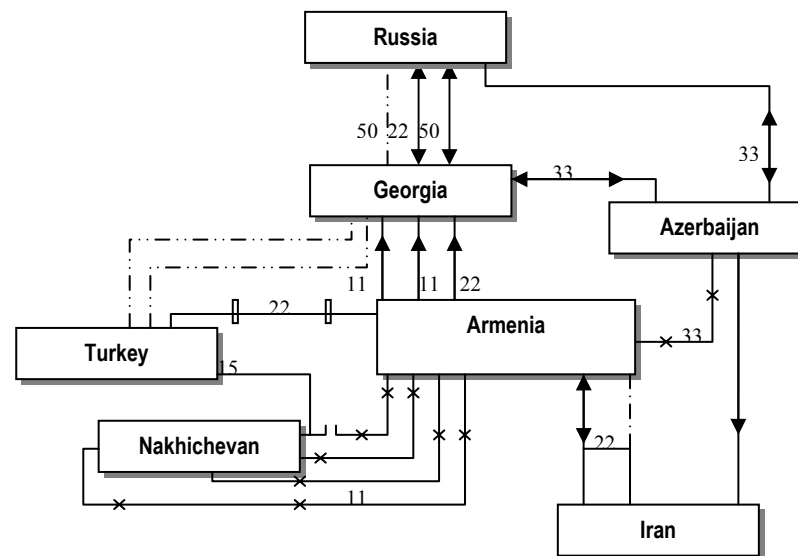
From Substation	To Substation	Number of chains	Length, km	Max current, A	Voltage, kV	Capacity MW
<b>Armenia</b>						
Alaverdi-1	Sadakhlo-force (Georgia)	1	18,4		110	70
Alaverdi -2	Tbilisi TPP (Georgia)	1	63,4	690	220	240
Ashotck	Ninotcminda (Georgia)	1	35,8	445	110	70
Agarak	Agar (Iran)	1	92,0	690	220 (154)	250
Gyumri-2	Kars (Turkey)	1	74,9	690	220 (154)	340
Atarbekyan	Agstafa (Azerbaijan)	1	109,0	930	330	450
Ararat-2	Babek (Nakhichevan)	1	99,6	690	220	240
Ararat-2	Babek (Nakhichevan)	1	99,6		110	70
<b>Other countries of the region</b>						
Mingeaur HPP (Azerbaijan)	Ksani (Georgia)	1	286,6		500	
Khudoni HPP (Georgia)	Central (Russia)	1	362,5		500	
Azerbaijan TPP (Azerbaijan)	Tbilisi TPP (Georgia)	1	285,8	930	330	
Babek (Nakhichevan)	Igdyr (Turkey)	1	150,0	690	220 (154)	250
Batumi (Georgia)	Hopa (Turkey)	1	60,0	690	220 (154)	250
Bzybi (Georgia)	Psou (Russia)	1	28,4		220	
Derbent (Russia)	Yashma (Azerbaijan)	1	215,0	1380	220	
Araz (Nakhichevan)	Araz (Iran)	1	0,8		110	

Picture 6-1



Today, despite the absence of a link between Azerbaijan, the countries of the South Caucasus are in a pseudo-common power system. The situation is caused by the existence of links of “conflicted” parties with the systems of neighboring countries such as Iran and Turkey (see Picture 6-2). But such a system cannot provide all benefits of a united power system and create additional expenses for interested party.

Picture 6-2



#### 6.4. Export / Import of Electricity; The State of System-forming Substations

Commercial activity in the Armenian energy sector is limited by operations with the power systems of Georgia, Nagorno-Karabagh, and Iran. The exports of the first two systems are held by the tariffs of US¢ 2.5 – 2.54 or AMD 6.99

per kWh (AMD 1 = US¢ 1.3). The exchange of power with Iran consists of “export during the summer and import of the same power during winter”. Several inter-system HVLS are used for the abovementioned purposes.

**With Georgia:**

- Alaverdi-2 – Tbilisi TPP

HVL-220 kV is operational. Length: 63.4 km. Capacity: 240 MW. It is used for commercial export from Armenia to Georgia from 20 – 40 MW (summer) to 100 – 120 MW (winter).

- Alaverdi-1 (Lalvar) - Sadakhlo

HVL – 110 kV is operational. Length: 18.4 km. Capacity: 70 kW. It is used irregularly, basically to cover the shortage of capacity at the Georgian substation “Sadakhlo-force”

- Ashotck – Ninotcminda

New HVL-110 kV has been operational since 2000. Length: 35.8 km. Capacity: 70 MW. It is used for commercial delivery of 8 – 20 MW from Armenia to bordering regions of Georgia with an Armenian population.

**With the Power System of Nagorno Karabagh:**

- Shushi

HVL-110 kV is operational. Length: 64.9 km. Capacity: 70 MW. It links the Armenian substation of 220/110 kV “Shinuayr” with the substation of 110 kV “Kashatag” and further with the substation of 110 kV “Shushi” in Artsakh. This HVL is used for commercial delivery from Armenia about 110 mln. kWh per year (or 12 MW in average).

**With Iran:**

- Shinuayr – Agarak – Agar

HVL – 220 kV is operational. It is used for power exchange between Iran and Armenia. For more effective use of the possibilities of this inter-system HVL, the new construction of a switcher station is nearly complete on the Armenian side with the support of Iran. It is located near the “Agarak” substation and is called “Agarak-1”.

**With Azerbaijan:**

- Atarbekyan – Agstafa

During the pre-perestroika period this HVL-330 kV with the length of 109 km was operating within the United Power System of Trans-Caucasus. During the period of the Karabagh conflict, 1991 – 1992, it was fully disconnected from Azerbaijan. Since then it has been connected on the Armenian side under the voltage of 110 kV and is used for the substation “Idjevan” (Armenia).

- Ararat-2 – Babek (Nakhichevan)

Double chain HVL-220 kV has been disassembled. Length was 99.6 km and capacity was 2 x 240 MW.

- Agarak – Ordubad (Nakhichevan)

HVL-110 kV has been disassembled. Length was 30 km and capacity was 70 MW.

**With Turkey:**

- Gyumri-2 – Kars

HVL-220 kV is not operational. Length: 74.9 km on the Armenian side. The part in Turkey was never activated. Potential Capacity: 340 MW.

---

**7. Role of Armenia in the United Power System of South Caucasus (UPS of SC)**

***Armenia is the Center of the Dispatch Management (CDM) of the United Power System of the South Caucasus.***

The first attempt to bring the power system of Armenia out of isolation was made in 1997. The parallel operation with the Iranian power system lasted for less than two months. There were financial and technical reasons: non-payment and frequent switch-offs by the Iranian side of communication lines via automatic limitation of flow.

In September 1998, a trial program was arranged to put two power systems into parallel operation with the goal of inter-benefit of the seasonal power exchange (maximum consumption in Armenia is during the winter, while Iran has peak consumption during the summer). Taking into account the capacities, the agreement for parallel operation assigns the regulation of frequency on the Iranian power system when the regulation of capacity exchange via HVL is on the Armenian power system. Since then, much work had been carried out on increasing the sustainability and cost-effectiveness of parallel operation, which demonstrates how technical issues influence extension of trade options.

For Dispatch Management of the Armenian power system and inter-system link with Iran, Armenergo CJSC established a new company called “Operator of Electrical Energy” CJSC. All technical and human resources of the Dispatch Center of Armenergo were transferred to “Operator”. Using their own resources together with donor financing, the Dispatch Center was re-equipped with new technologies for control and automation. Related human resource techniques were also prepared.

The following upgrades were performed: protecting the line from breakage due to the automatic limitations of exchange capacity flow from the Iranian part, increase of emergency shortage capacity from 45 percent/50 percent to 75 percent (cost-effectiveness is more than US \$10 mln), installation of automation to protect from sustainability breakage, installation of damping automation from self-swing of the Armenian power system related to the Iranian power system in case of interruption of operation of TPPs in Armenia during warm season, etc. These tasks were performed to increase the load of the NPP from 250 MW to 390 MW. The generation of nuclear electricity increases during the warm season. It gives the opportunity to reject the generation of thermal electricity during this period (based on six months in

2002). The capacity of exchange between Armenia and Iran increased from 100 MW to 250 MW, with the expectation to rise to 300 MW. The sustainability of power link operations between Armenia and Iran increased due to the installation of emergency and system automation with the elimination of bottle necks on the HVL. For more than four years of parallel operation of the Armenia and Iran power systems there has not been one case of breakage due to personnel error.

The measures carried out on automation of the dispatch service with modern technologies have created the possibility for Azerbaijan and Georgia to benefit from the services of a High Quality Dispatch of Unified System.

The establishment of a regional Dispatch Center in Armenia is supported by the geographic location of the country. Being in the center of the power systems of Azerbaijan, Georgia, Turkey, and Iran, Armenia can provide quality and low-cost services. It is also supported by the management system SCADA, which is planning to put into operation in three years with the prospect of developing the region's energy sector.

***Armenia is the producer and provider of Power for UPS of SC.***

The system-forming transmission network, together with inter-system connections with neighboring countries, are well-developed in Armenia and geared toward a solution of regional issues. Currently, along with the internal market demand satisfaction, Armenia is acting on regional power market (Georgia, Iran, NKR) with the actual increase of export volumes. At the same time, on the external market it is practical to trade the electricity generated by imported fuel. There are attempts, unfortunately unsuccessful, to negotiate with Turkey and Azerbaijan (in particular Nakhijevan) for the export of energy from Armenia. An alternative is to import cheap electricity from Turkmenistan via a transit exchange with Iran, Iran-Armenia-Georgia, and Armenia-Georgia-Turkey. For these purposes it is planned to enforce the inter-system link of Armenia-Iran while at the same time develop the inter-system transit Center-South. The second direction is Southern Georgia.

Azerbaijan, as the country most secure in energy resources, nonetheless faces problems with shortages of peak capacity which are imported from Daghestan (Russia) via inter-system lines of 330 kV Yashma-Derbent. The simultaneous overload of the Azerbaijani energy system with low-maneuvering thermal capacities can have a negative impact on competitiveness in the regional market for power and capacity. Azerbaijan could buy expensive peak electricity versus cheap basis one. So, due to politic issues, customers in Azerbaijan use costly and at the same time unstable, electricity instead of importing from Armenia.

Georgia, a country with a diverse transit system, has problems with energy security and the quality of electricity transmission. Even with an overcapacity, the power system of Georgia is not able to provide a stable delivery of electricity to Turkey. So, for the contract signed in 2000 on delivery of Georgian electricity to Turkey, the quantity is two times less than during 1998 – 1999 from Russia, Azerbaijan, and Armenia. Thus, export obligations of Georgia can

be met only if Georgian consumers, who have been suffering large scale fan-disconnections many years for, are completely cut off.

***Armenia is the training center for human resources of UPS of SC.***

Armenia was the leader during the Soviet era for the preparation of professionals. From the State University and later the Polytechnic Institute of Yerevan, all types of human resources that the energy sector required were prepared. It included design, operation, and construction of energy units.

Today, considering the markets conditions, Armenia not only has maintained the professor and lecturing staff but has also been enriched with new specialists. So, the State Engineering University of Armenia (formerly the Polytechnic Institute of Yerevan) in addition to “traditional” engineering specialties (energy, cybernetic, programming, radio) prepares students at the bachelor and masters levels for such specialties as Economic and Planning of Energy Sector, Accounting in Energy Sector, and Management in Energy Company. The State Architectural University provides human resources on construction and architecture. The only field where Armenia did not have its own professionals was the design of thermal power plants.

Training takes place at the Institute of Energy. During the past 7 years, a Master's Degree on Energy Specialties, has been established. Training courses of non-energy specialties are carried out to work in energy companies. Today, Armenia is a member of the Board on Training of Human Resources of CIS.

***Scientific-technical and engineering (design & assemble) support of the system. (Creation of conditions for Armenian companies to participate on regional engineering-design-construction-assembly projects.)***

Today, Armenia is developing national energy based on local engineering companies. They cover all sectors of design, construction, and assembly. Despite “traditional” projects for plants, substations, and lines, they design and install new systems of automation and relay protection. New techniques in design and installation of SCADA systems are being introduced. These companies successfully follow the design and construction of small and middle HPPs.

Because engineering companies are “non-monopolistic”, they have problems entering regional markets. The first barrier is the absence of information on tenders carried out in Georgia and Azerbaijan. The presence of an information center can create the possibility of using business tools to participate in the tenders as general or sub-contractors.

**7.1. Perspectives...**

All countries of the South Caucasus have many years of experience with the united power system. The availability of new technologies of dispatch regulation, relay protection, and automation provides opportunities for new approaches for unification of power systems.

In Armenia, the theoretical analyses on the possibility of unification of the

South Caucasus power system began in 1994. At that time the TACIS-EREG 9401 project on the “Unification of Caucasus Countries with Turkey” was developed. A final report was prepared and presented to national ministries for review. The report was made at the request of the Information Office of European Commission. It was a joint project of two consulting companies, Austrian VERBUNDPLAN and German LAHMEYER INTERNATIONAL GmbH, with the purpose of studying the possibilities of unification of the Trans-Caucasian power systems with that of Turkey. The Government of Armenia has always been in favor of unification. To show its willingness, Armenia has always kept the inter-system substations powered.

The last detailed study was carried out in 2004 by MAGATE which approved the previous approaches and became a base for new planning of development of electric energy in Armenia.

The issues of regional integration were reviewed from different angles. In the end, unification means that power systems must be developed and operated beyond national borders. Usually the regional integration is correlated with the development and operation of inter-regional transmission lines. However, unification does not mean simply connecting isolated power systems.

In general the benefits of unification economically and technically are conditioned on the following arguments:

- the fuel consumption and other operating expenses decrease in the generation plant;
- the load curve is justified; it will decrease investment in peak load; and
- the sustainability and stability of the power system is increased.

It is necessary to note that the power systems of Georgia and Armenia are connected. There are only technical problems for successful unification of both systems.

## Azerbaijan



## 1. Social and Economic State of Azerbaijan

In the end of 80-th and at the beginning of 90-th years there dominated high spirits in Azerbaijan society concerning the Azerbaijan's way out of USSR. It seemed, the transition to the market and oil will result in fast and significant improvement of the economy and turn it into the prospering country. However, the breakdown of Soviet Union and destruction of economic connections were requiring of establishing the absolutely new economic and financial relations and infrastructure also. The appearance of new opportunities in the foreign trade, development our own connection with other countries caused exporting of raw materials and stimulated importing of cheap (much oftener poor-quality) food-stuffs. The radical and hasty liberalization of prices carried out in Azerbaijan at the beginning of 90-th (in fact, in all the former post-Soviet space also) together with the political non-stability and Kharabah conflict accepted the form of open military confrontation, resulted in the destruction of foundations laid by the Soviet economy still, considerable fall of production and decline in the complex of the economy. The fall of production in Azerbaijan during the period from 1991 after proclaiming independence to 1995 made 67%, gross domestic product reduced on 58%, agricultural production – on 48%. The financial policy in the form of wage freeze in conditions of high inflation increased social problems. And its transition into hyperinflation provoked some more tension.

After concluding the Armenian-Azerbaijani agreement on the cease-fire in the zone of conflict in May of 1994 and stabilization of political situation, the economic slump was stopped. In republic there actively expand the program of stabilization, carry out reforms of structure and branches of industry are necessary for the way out of crisis in the Azerbaijan economy. There go on the growth of capital investments in the different branches of economy and, first of all, in the oil sector. There are reforms in the financial and bank system and privatization of state property. The necessary legal base regulating free enterprise is being established, and the law on land reform that permitted private property of the land for Azerbaijan's citizens is passed in Azerbaijan. The government achieved the successes in the reduction of inflation. The successive credit and financial program in the close cooperation with IMF promoted the growth of confidence to national currency – manat. The inflation had been reduced to minimum by 1997, and at present it constitutes 1-2% per annum, manat became firmly established (devaluation is 2-3% per annum). The real growth of GDP made 67,8% for 1995-2003 and revenue return into the state budget increased some times.

There established macroeconomic stability and successfully carried out structural reorganizations in Azerbaijan. The budget deficit does not overdraw 2% to gross domestic production. The rate of national currency is stabilized, gold and currency reserves are established too, prices, foreign economic activity and currency market are liberalized. The foreign trade turnover of goods and services increased five times and approached more \$5,2 billion.

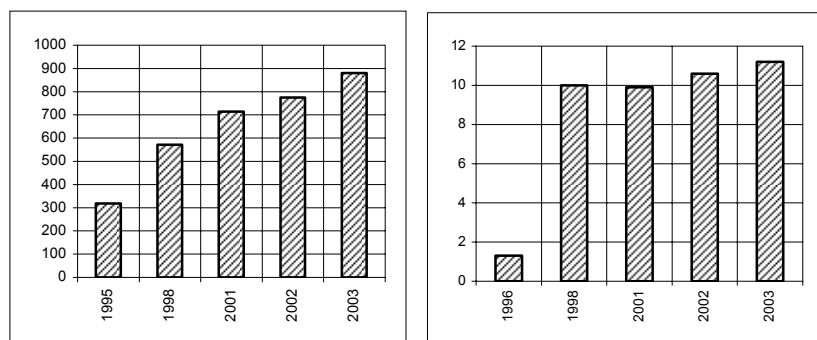
However, the modern social and economic state of Azerbaijan does not correspond to its potential. Political, legal, economic, institutional and social effectiveness of reforms is low enough. In the process of transformations private property became reality in Azerbaijan. If in 1991, before the reform the share of non-state sector in GDP made 15%, in 2003 75% Azerbaijan's GDP is created in the private sector. At the same time, the private sector is not able to satisfy the requirement of the economy and population. The most part of production made in Azerbaijan is not competitive. More 2/3 goods of population consumption are imported.

According to official statistics there are only \$850 of GDP per capita in such a rich country like Azerbaijan. Today, in Azerbaijan, the production of GDP per capita is backward from the index pre-reform period 3,5 times and it is on the level of 1964, an average earnings a month – 3,8 times and it is on the level of 1960. After 12 years of reforms, there took place the sharp turn to the pauperization of main groups of population that had an average income. This category in stable societies always becomes a sort of an “engine” and social stabilizer. According to official statistics a half of Azerbaijan people lives on the verge of poverty. However, according to experts' evaluation the proportion of the poor increase 2,5 times and exceeded 80%. The official statistics register 1,3% unemployment but absolutely 30-40% people either work in the non-formal sector or they are unemployed according to international measures.

Although the rate of economic growth was a most influential, positive results and tendencies can not reduce unemployment, even increase the budget wages of employees to the level of minimum consuming. It is impossible to develop the economy and social area in the conditions of restriction of budget means. Poverty, critical situation in the social area, science, public health, education and so on threaten the country's future.

The situation that exists in the economy and social area connected with, on the one hand, objective difficulties of the transformations, problems born by Kharabah war and so on, and, on the other hand, internal policy. For six years the government has been going on occupying the protective position in the area of supporting macroeconomic balance. And in other areas reforms are being carried out very slowly or they are marking time. The government uses incomes of oil export for settling numerous economic and social problems. In the common volume of foreign investments, the share of oil sector made 60%, and it reached 85% in 2003.

Figure 1-1. GDP Per Capita (\$), Figure 1-2. GDP Real Growth (%)



If the present economic policy based on the oil illusion and high risk is continued, Azerbaijan will become a hostage of so-called “Holland syndrome”. In that case the republic will lose unique opportunities and impulse for quick and firm development and finally slipped into the row of hopelessly backward countries. However, one can avoid negative or even more dangerous consequences if to realize the adjusting policy of right using “large oil-dollars”. At present this is the main of new problems that is the most important in the context of Azerbaijan future.

Now the economic growth mainly leans for factors of state of the market, and head of them is oil one, foreign investments connected with it and increasing world oil prices. Suffice to say that 90% export is made by oil and oil products. Some half of the county’s budget is formed owing to oil revenues. It brilliantly shows the dependence of republic on the state of the world oil market. So Azerbaijan needs the economic growth not only as an end in itself, but also as a result of all-round development of the country’s economy on the whole. Namely such an economic growth is able to give resources that are necessary for solving sharp economic, social and demographic problems.

Table 1-1. Main social &amp; economic indicators, bill manat (information in value is given in current prices)

	1995	2000	2001	2002	2003	% change 2003 to 2002
Population (end of the year), thsd. person	7726.2	8081.0	8141.4	8202.5	8265.7	100.8
Gross domestic product	10669.0	23590.5	26578.0	30312.3	35053.4	111.2
Industrial products	8856.0	18197.9	18845.0	20097.7	23652.2	106.1
Investments	1139.9	4839.1	5854.1	10534.9	17819.0	171.1
Agricultural products	3566.9	5303.4	5902.2	6355.8	6836	105.6
Retail trade turnover circulation at all branches of sale	5293.4	10599.4	11877.4	13442.3	15310	110.9
Paid services for population by all kind of services	837.3	2385.9	2488.6	2659.0	2961.1	111.7
Volume of foreign trade, mil.\$	1304.8	2917.3	3745.3	3832.9	5218.2	136.1

Export, mil.\$	637.2	1745.2	2314.2	2167.4	2592.0	119.6
Import, mil.\$	667.6	1172.1	1431.1	1665.5	2626.2	157.7
Money income of population	6702.7	17556.8	19010.2	21220.3	24207.9	114.1
Money income per capita, thsd. manat	886.0	2214.4	2378.9	2635.4	2983.4	113.2
Average nominal monthly wage, manat	62467.4	221606.0	259953.0	315406.7	383059.3	121.4
Number of registered unemployed, person	28314	43739	48446	50963	54365	106.7
Consumer price indexes of goods and services:						
comparison with the previous year, %	511.8	101.8	101.5	102.8	102.2	
comparison with the previous December, %	184.6	102.2	101.3	103.3	103.6	

## 2. History of Azerbaijan’s Power System Development

### 2.1. The First Steps

The oil boom of the XX century beginning became a main catalyst of forming of the Azerbaijan’s power engineering complex. The impetuous development oil and oil-refining industry required adequate providing by power engineering. In 1899 there established the joint-stock company “Electriceskaya Sila” that built and put Biby-Aibat electric power plant (in consequence – the Krasin SDPP) into operation. In one year, in March, of 1902 Bellogorod electric power plant (now – Baku CHPP-1) was commissioned. The further, these power plants were repeatedly reconstructed and their capacities were increased. And as electric nets also developed as capacities grew.

In March of 1906 for the first time, in Azerbaijan there realized the transmission of electric power on the line with voltage 20 kV from Bellogorod TPP to Balahani oil fields that were situated at 8,5 km distance. In 1915 for the first time, in Azerbaijan the extent of air lines already reached 75 km, and cable ones did 52 km. In January of 1916 both the Baku electric power plants were included in the parallel work by electricity transmission line of 20 km length. This event became the beginning of establishing the Azerbaijan’s power system.

### 2.2. Soviet Period

All the power engineering enterprises of republic were nationalized in 1920, and there established the administration “Electrotock”. Five more electric power plants besides Bellogorod and Biby-Aibat TPP entered its structure. The general capacity of power plants made some 56000 kWh.

The total capacity of power plants had been approached by 176,6 MW, and production of electric power – by 937 mil. kWh. In the same year there formed the board “Azenergo” to which was passed all the power enterprises of republic. Necessity of increasing capacity of power system appeared in connection with

drilling deep oil bore-holes and their utilization at the beginning of the forties. In 1940 the capacity of power plants of republic made more 250 MW, and the production of electric energy – 1,7 billion kWh. The first Azerbaijani combined heat and power generation plant – Sumgayit CHPP was put into operation in February of 1941.

Post-war years were marked by active development of the economy. There established a lot of branches of industry such as chemical, oil-chemical, ferrous and non-ferrous metallurgy. The capacity of power system was increased. In 1954 Mingechavir hydro electric power plant, that had the capacity 359 MW, was come into operation. The constructions complex of Mingechavir hydro-center included Varvara HPP disposed down with the Kur's stream. Its capacity made 16,5 MW. With building Mingechavir HPP and lines of electric transmissions that connected it with Absheron energy system, the country's power system entered the new phase. There began electrification of Azerbaijan's regions and their connection up to energy system.

The first turn of SDPP "Severnaja" ("Shimal") with the capacity 168,8 MW was put into operation with Mingechavir HPP at the same time. And the first in USSR energy block with the capacity 150 MW with open unit began working at this electric power plant in 1960.

The building of the first in Europe large thermal power plant with open arrangement of equipping - Ali-Bairamli SDPP began in 1959. Putting into operation of the first turn of this power plant (4 energy blocks on 150 MW) permitted not only fully providing for Azerbaijan's requirements but also transmitting some 1,7 billion electric energy into neighboring republics of the South Caucasus in 1964-1965.

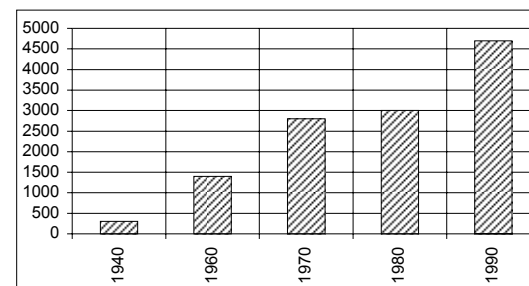
The first turbo-aggregate of Ganja CHPP was come into operation in 1964. The second Sumgayit combined heat and power generation plant – Sumgayit CHPP-2 began building for ensuring growing thermal and electric payload of Sumgayit industrial region.

In 1971 on the frontier length of Araz river in Nahichevan Republic together with Iran they began to construct hydro center "Araz" with two electric power plants whose capacity made 22 MW the each. Terter hydro center and Terter HPP with the capacity 50 MW came into operation in 1976-1977.

In the end of seventies common capacity of electric power plants made 2882,4 MW, and production of electric energy exceeded 15,4 billion kWh. However, due to high rate of industry and agriculture development, the republic had to import 2,9-3,5 billion kWh electric energy from the neighboring republics.

With the object of satisfying the requirements in electric energy they took decision of accelerating the building of Shamkir HPP and Azerbaijan SDPP. Shamkir HPP with the capacity 380 MW began working in 1981-1982. The first energy block of Azerbaijan SDPP with the capacity 300 MW was come into operation in 1981, and the eighth energy block with the same capacity – in 1990. Putting into operation Shamkir HPP and Azerbaijan SDPP capacity of all the energy system reached 4983 MW.

Figure 2-1. Power Generation Capacities (MW)



At the same time with coming electric power plant into operation they had been realizing building of system-forming lines of electric transmissions and sub-stations.

The first air line of electric transmission with voltage 110 kV "Krasnaya Zvezda"-Romani having the length 8,5 km and reducing sub-station "Romani" were put into operation in 1931.

There established the Broad of electric nets with six netting regions in whose possession 1000 km lines of electric transmissions with the capacity from 2 to 110 kV were.

After finishing the Second World War, there expand the buildings new sub-stations and lines of transmissions everywhere. It is especially necessary to mark the buildings of two lines of electric transmissions with the capacity 110 kV Alyati-Neftechala having the length 81 km and Kala-Damba (through the sea strait) with extent 17,7 km. Electric energy are passed by these lines to the bore-holes of sea drilling. At the same time with the buildings of these lines they put sub-stations "Neftechala" and "Damba" (island Pirallachi) into operation.

The first in the republic two-chain air line of electric transmission with voltage 220 kV Mingechavir-Hirdalan and at that time the largest center sub-station with voltage 220/110/10 kV "Hirdalan" began working in 1953. In the same year there realized the transmission of electric power from Azerbaijan to Georgia on the line of electric transmission Gandja-Akstafa-Rustavi with voltage 110 kV.

In the end of the fifties the center sub-station "Akstafa", the lines of electric transmissions with voltage 220 kV Mingechavir-Akstafa-Navtlugi and Akstafa-Atarbeyan were put into operation. Their coming permitted much increasing the transmission of electric energy into Georgia and Armenia and ensuring parallel work of three energy systems in the South Caucasus.

In 1962 the board "Azenergo" was transformed in the Head board of power engineering and electrification of Azerbaijan Republic – "Azerglavenergo" with passed it the electric power plants and nets of "Azerkommunenergo" and "Azeselectro". In the period 1968-1971 there constructed the lines of electric transmissions 330 kV: Ali-Bairamli SDPP-Agdam-Ganja-Akstafa with the

length 338 km, Ali-Bairamli SDPP -Jashma -Derbent and the center reducing sub-stations with the capacity 330/110/10 kV in Yashma, Agdam and Ganja. It significantly increased the stability of energy systems working and improved inter-system connection.

The building of Azerbaijan SDPP served as a powerful spur to rapid development of electric nets. In the eighties there put into operation center sub-stations "Absheron", with voltage 500/330/220 kV, "Imishli" with voltage 330/110/10 kV, "Govsani", "Nizami", "Mushvig", "Sangachali", "Massali", "Ahsu" and "Babek" with voltage 220/110/10 kV. There built the lines of electric transmissions connecting Azerbaijan SDPP with important sub-stations.

In 1932 there laid the foundation of centralized management of Azerbaijani energy system – Central Control Department (CCD). In 16 years, in 1948 the new system of CCD was installed, and also they established the mnemonic scheme of energy system, introduced the arrangements of automatic, relay and technology protection.

In 1972 there begin acting a computer center. In 1977 there became functioning the operative and informational complex of automatic and control management that permitted operatively clearing up the real conditions of stations and sub-stations of system importance, defining indexes of aggregates capacity and tension in central points, controlling streams of capacity.

First, the export electric energy from Azerbaijan in Georgia was carried out on the line of electric transmission Ganja-Akstafa-Rustavi with voltage 110 kV in 1954. With putting in the new lines of electric transmissions having more high tension there appeared the opportunity of ensuring parallel work of three Caucasian republics power systems. During existing Soviet Union there had been realizing policy of regional planning of electric engineering development together with establishing regional united energy systems. One of such an association was United Energy System of Transcaucasia that began work parallel with United Energy System of European Part of USSR in December of 1969. With putting the lines of electric transmissions Ali-Bairamli-Yashma-Derbent with voltage 330 kV into operation safeness and stability in energy system working in the South Caucasian republics significantly increased. The role of basic belonged to Azerbaijani energy system in sight of its large capacity and possessing of its own resources of primary energy repositories. Azerbaijan's energy system disposed of surplus capacity and exported electric energy in republics of the South Caucasus till 1975. However, the lack of generating capacity began appearing in the result of accelerated development of industry and agriculture in the second part of the seventies. From this moment to 1988 Azerbaijan had to import electric energy for satisfying its developing requirements. After putting Shamkir HPP and three electric blocks of Azerbaijan SDPP into operation, the energy system was able to not only satisfy its own consumers but also became exporting electric energy. For this purpose there laid the lines of electric transmission with voltage 330 kV connecting energy systems of neighboring republics.

### **2.3. Breakdown of USSR. The First Years of Independence**

It is paradoxically but in the period of transformations unlike extracting and manufacturing industries power engineering incurred much less losses. The index of electric power engineering production didn't fall below 60% as compared with 1990, while production of extracting industry sometimes made only a half and manufacturing sector even reduced up to quarter of the level of 1990. The crisis of the country's economy was closely correlated with production of electric energy only till 1992. The further, the slump in the economy was not accompanied with the same recession in power engineering.

However, breaking of old economic connections with former Soviet republics and difficulties of working in the separated regime raised in front of power engineering the whole row of problems:

- In consequence of breaking of old economic connections, in fact, an opportunity of getting spare parts and special materials for repairing aggregate servicing is almost fully absent for long time. It led to their stoppage and reducing of capacity.
- The presence of physically dated equipment at thermal plants required leading the reconstruction and modernization of these electric power plants.
- The insufficient capacity of existing hydroelectric power plants provoked difficulties in the regulation of capacities according to daily variations of consumption.
- Before crashing USSR Azerbaijan was a large exporter of electric energy in neighboring republics. Electric energy produced in the result of burning natural gas (imported from Russia), exported in Georgia, Armenia, Russia. With the breakdown of USSR the export of electric energy in fact ceased, an opportunity of daily and season change of electric energy disappeared. There disappeared not only export markets but also the demand for electric energy reduced within Azerbaijan too. There arose the urgent need of restoration and development of connection with energy systems of neighboring countries.

### **2.4. Development of Power System of Independent Azerbaijan**

In May of 1994 there signed the agreement of cessation of hostilities with Armenia. It commenced the restoration of order and stability in the country. Direct large investment began coming from abroad. In 1996 the demand for electric energy exceeded industrial potential of existing power plants. In 1999 thanks to large efforts of government, the turning point in production of electric energy was reached and its production began increasing.

Firstly, since 1999 the capacity of county's electric energy has been increasing again.

Secondly, with passing suitable laws and legal documents that began the process of reformation of electric energy branch, projects of radical modernization of electric energy enterprises began being realized by means of

some foreign organizations and the government.

In 1999-2001 the reconstruction of four aggregates of Mingeçavir SDPP (in 1999 – 5th and 6th, in 2000 – 2nd, in 2004 – 4th) was carried out and it permitted increasing projected capacity HPP 40 MW. In 2000 there came in operation the first turn of Enikend HPP (3 hydro aggregates in 37 MW each, with the total capacity 112,5 MW). In 2000-2001, in result of reconstruction of Baku CHPP-1, two gas-turbine aggregates with the capacity 53 MW each and two boiler-utilizers with productivity of steam 200 tons daily was put in operation. There came in operation steam and gas unit with capacity 400 MW at “Shimal” SDPP in 2002. The fourth aggregate with capacity 37,5 MW of Enikend HPP began working on Kur river.

There spread international conditions of Azerbaijan energy system both in export and in import of electric energy. At the same time together with the parallel work with Russia and Georgia electric systems, there came into operation the new line of electric energy transmission Azerbaijan-Iran working in “island” regime.

According to the Decree of President of Azerbaijan Republic electric nets that had been dependent on urban authorities such as Baku, Ali-Bairamli, Ganja, Sumgayit nets were renamed joint-stock companies and passed private foreign companies (Barmek and Bayva) in the management on the base of the international tender. Beginning since October of 2002, distribution of electric energy on all the territory of republic has been realizing by independent, private companies. Nine small hydro power plants were displayed for privatization in December of 2001. Two of them already got their new masters.

In accordance with the prognosis of growth of requirement in electric energy and capacity in republic, the Conception of power system development was explored for the period till 2010. It takes into account also the degree of physical obsolescence of electric power plants and nets. The purpose of this Conception is to lead technical and economic indexes of electric energy and its characteristics to the best international models on the base of inculcating the newest technologies and equipment in the production. The Conception provides for the furthest reconstruction of active heat electric power plants on the base of broad using of combined steam and gas circle technology. There plan also the building of new objects of transmitting high-volt electric nets that have great importance for improving energy supply of republic population and its economy. Ensuring transit of electric energy in other countries will take into account also.

### 3. Azerbaijan Power System

#### 3.1. General View

General design capacity of Azerbaijan power system makes more 5000 MW. It consists of 3 condensing thermal electric power plants whose general capacity makes 72% generated capacity of energy system, 5 combined heat and power generation plants whose capacity makes 10% capacity of energy system and 6

hydro electric power plants making some 18% capacity. In re-counting on ideal fuel the share of gas in the fuel balance of energy system made 18-20%, share of fuel oil did 80-82% for last years. 11% all the design capacity of energy system including half of capacity of hydro electric power plants is made with the aggregates that are in operation for more 40 years. There function 4 thermal power plants and 5 hydroelectric power plants in Azerbaijan at present. So real total capacity of energy system make some 4200 MW. Reducing of capacity is also connected with increasing of fuel oil share consumption in the general structure of fuel.

There are some 18 thousand sub-stations in the electric net economy of energy system. An important component of energy system it is electric nets that consist of sub-stations and lines of electric transmissions with voltage 500-0,4 kV. The length of lines of electric transmissions makes 100 thousand km.

Energy system of Azerbaijan Republic has got connections with neighboring energy system of Russia, Iran, Georgia through the lines of electric transmissions with voltage 500, 330 and 230 kV and it is a favorable condition for the parallel work of energy system and transit of electric energy. In connection of Kharabah conflict ties with Armenia energy system was interrupted. Nahichevan part of Azerbaijan territory because of its geographic isolation, has no connections with main energy system. Electric supply of Nahichevan Republic is realized mainly by the lines of electric transmissions with voltage 154 kV from Turkey energy system and by the line with 133 kV from Iran.

**Table 3-1. General description of electric power engineering branch**

Years	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Number of acting enterprises	127	110	149	203	183	237	265
Value of products (at current prices), bill.manat	1864.7	2084	2468.9	2305.9	1903.5	1765.6	2066.5
Value of basic production funds, bill. manat	260.4	2854	3767.6	5070.5	5078.3	5078.7	5390.1
Personnel quantity, thsd. pers.	21.9	21.8	21.5	20.6	14.8	9.8	9.6
Annual capital investments, mil.\$	4.4	13.4	24.1	2.0	0.3	0.7	3.4
Electric energy companies-producers quantity	1	1	1	1	1	1	1
Operators of transmitting system quantity	1	1	1	1	1	1	1
Distribution companies quantity	4	4	4	4	2	2	2
Consumer quantity, thsd.	1465	1559	1559	1559	1559	1516	1516
Including skilled (consumers)	10200	9200	9205	9216	9200	9195	9190

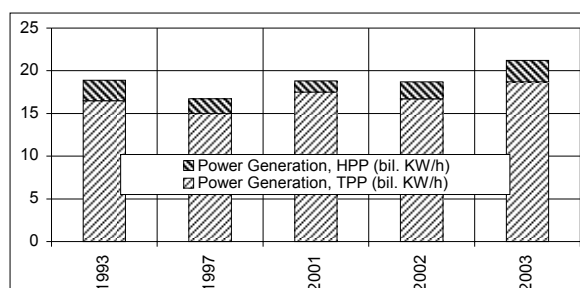
### 3.2. Power Generation System

#### 3.2.1. Thermal Power Plants

There are 8 thermal power plants in Azerbaijan energy system.

The main share of electric energy is produced at thermal electric power plants (90%). The main sorts of fuel are fuel oil and gas.

Figure 3-1.



There are two sorts of thermal power plants in Azerbaijan energy system. One of them has a condensing cycle of work, the other has a heatification one.

Azerbaijan SDPP (State District Power Plant), Ali-Bairamli SDPP and also "Shimal" SDPP are the electric power plants with condensing cycle (72% generated capacity).

Baku CHPP-1 (Combined Heat and Power Cogenerating Plant), Baku CHPP-2, Sumgayit CHPP-1, Sumgayit CHPP-2 and Nahichevan TPP are the electric power plants with heatification cycle (10% generated capacity).

Table 3-2

□	Thermal Power Plants	Capacity of turbo-generators (MW)	Quantity of turbo-generators	Design capacity (MW)
1	Azerbaijan SDPP	300	8	2400
2	Ali-Bayramli SDPP	150	7	1050
3	"Shimal" SDPP	400/150	1/1	550
4	Sumgayit CHPP-2	50/60	2/2	220
5	Sumgayit CHPP-1	50	3	150
6	Baku CHPP-1	50/53	2/2	206
7	Baku CHPP-2	6	4	24
8	Nahichevan TPP	16	4	64

Azerbaijan SDPP is situated in the city Mingechavir and it is the largest electric power plant giving more 50% electric energy of the country. The building of Azerbaijan SDPP was began in 1974. There planned establishing 10 energy blocks of the same type, each with capacity 300 MW. The first block was put in operation in 1981, the eighth – in 1989. More 2700 persons constantly work at the plant. Its project capacity makes 2400 MW (8 energy blocks, each for 300

MW). In fact, the capacity of plant makes 2000 MW. In 2003 the average capacity in maximum working regime made 263 MW and expenses of fuel 388,6 gr. In spite of some operating problems of this electric power plant, as a whole it is in a good operating condition.

There plan the modernization of plant for which one must spend \$150 mil. It will permit reducing the quantity of ideal fuel for producing 1 kWh from 388 to 320 gr., in the prospect there also exist the completion of building 9-th energy block after that the capacity of electric power plant will reach 2700 MW.

Ali-Bairamli SDPP is situated Southwards from Baku, not far from the seaside in the city Ali-Bairamli. The building of plant was began in 1959. It is one of the first electric power plant of open type in USSR. The first block with the capacity 150 thousand kW was put in operation in 1962.

Ali-Bairamli SDPP is the second on capacity Azerbaijan electric power plant and produces some 25% all Azerbaijan electric energy. There are 7 energy blocks with the capacity 150 MW for each. The total project capacity of plant makes 1050 MW. However, in view of worn up equipment the real production of electric power plant makes 820 MW.

In 2003 for producing 1 kWh was used up 452,52 gr. ideal fuel. It is less planned average annual level 10-15 gr. Natural gas makes 60% fuel that is used at the plant. It exerts positive influence upon the ecology of region and permits to save fuel oil. The technical possibilities of plant permit to increase using gas as fuel to 85%.

There planned building 8-th energy block of plant. The elaboration of suitable technical and economic basing was realized by Japan company TEPCO by means of Japan government grant. The capacity of new steam-gas block must make 393 MW.

"Shimal" SDPP is situated in the North of Absheron peninsula in the suburb of Baku. It was put in operation in 1953. In December of 2003 there began working steam-gas generator block with the capacity 400 MW at "Shimal" SDPP. It is the first and only steam-gas unit in CIS, its efficiency equals 53%. The value of this project constituted almost \$380 mil. given as a credit for special purpose by Japan. Coming in operation of steam-gas turbine will permit to save 440 thousand tons of fuel annually.

However, the new energy block of "Shimal" SDPP can't reach the project capacity in consequence of constant shortage of gas. It is necessary to have 70 thousand cubic meters an hour for the work of new block with the full capacity. At present this number makes only 55 thousand cubic meters. So the production of electric energy at the plant makes 300 MW though the project capacity makes 400 MW.

Azerbaijan and Japan reached the principal agreement on the building of the second phase "Shimal" SDPP. According to the preliminary technical and economic basing, the building of the second energy block at "Shimal" SDPP will constitute \$300 mil. it is more expensive \$80 mil. than expenses for the building of the first block. The difference of expenses for the building of energy

blocks having the same capacities (400 MW) is connected with the fact that the building of the second block will be accompanied by establishing the system of security, reconstruction of stations of high voltage and some objects of infrastructure. Japan Bank of International Cooperation (JBIC) will finance building works that be already began in 2005.

*Baku CHPP-1* is the oldest one in Azerbaijan. It was founded in 1902. The building of the first gas-turbine plant in Azerbaijan began in 1999 at the territory of Baku CHPP-1. Two old steam-turbine plants with the capacity 50 MW were put into commission and closed down temporarily. The capacity of CHPP-1 makes 106 MW and 400 tons steam an hour at present. It increases the capacity of old CHPP more than 8 times.

There is an equipment that has not analogues in the world at this plant. Technology that is applied there, permits to save more 100 thousand tons fuel oil annually in one block and reduces the quantity of harmful substance throws into atmosphere. Now two blocks with the capacity 53 MW and steam producing 200 t/h for each that accordingly produce on 30 MW electric energy and 50-60 tons steam an hour are used at the plant.

The plant works with low loading in connection of lack of steam realization sources. The work of electric power plant with the capacity 106 MW and 400 tons steam an hour will be more efficacious if the producing steam has its consumers. Otherwise, the thermal energy, that is thrown out into air, will reduce efficiency of plant. When projecting the plant they took as a base data of prognosis about the growth of consuming thermal energy about 350 tons steam an hour in Baku in 2003-2005. However, it didn't take place because the main consumers of CHPP-1 steam were PA "Azerneftjag" and also Baku heating system that reduce consuming of thermal energy to minimum in the summer period.

*Sumgayit CHPP-1 and CHPP-2* were stopped on the strength of the fact that they proved not to be absolutely profitable. They consumed 700-800 gr. ideal fuel for producing 1 kWh. At present they function in the regime of sub-stations providing transmission of electric energy to industrial enterprises and some residential areas.

Consuming of electric energy in Sumgayit began increasing with developing and restoring large industrial objects. Preparatory works to the building of steam and gas unit (SGU) began at the Sumgayit CHPP-1. The site of SGU with the capacity 400-500 MW was chosen on the base of different exploration of territory, economic and technical counts with taking into account the nearness to existing infrastructure. The construction project of steam-gas block with the capacity 450-500 MW and consisting of two gas-turbine units will require no less \$300 mil depending on proposals of interested companies.

### 3.2.2. Hydro Power Plants

Azerbaijan water resources presented mainly with streamdown Kur river with its numerous tributaries that flow down from the Big and Small Caucasus slopes, Araz-river running into Kur near its mouth and some little mountain

rivers running directly into the Caspian Sea.

There are 6 hydro power plants in Azerbaijan power system.

**Table 3-3**

□	Hydro Power Plants	Capacity of turbo-generators (MW)	Quantity of turbo-generators	Design capacity (MW)
1	Mingechavir HPP		4/2	418
2	Shamkir HPP	190	2	380
3	Enikend HPP	37,5	4	150
4	Varvara HPP	5,5	3	16,5
5	Ter-Ter HPP	25	2	50
6	"Araz" HPP	11	2	22

*Mingechavir HPP* is situated at Kur-river, near the city Mingechavir and has got a large reservoir many years standing (store of water equals 241 ГВт.ч). During 1999-2001 there made of reconstruction of 4 hydro aggregates at Mingechavir HPP (5-th and 6-th –in 1999, 2-nd –in 2000, 4-th –in 2001) after that the capacity increased from 60 MW to 70,4 MW. Besides there carried out the works of changing cables and modernization of ASM. The established capacity of hydro power plant makes 418 MW. Average annual producing of electric power makes 1054 GWh.

Mingechavir HPP is an important element of energy system, plays the key role in producing electric energy in the periods of peak load. This power plant produces cheap electric energy and also ensures the operational flexibility for monitoring of system load and frequency.

Water stores of HPP and their capacity are an accident reserve of energy system. During emergency the connection up of hydro blocks of HPP that distinguished themselves by high maneuverings, support the balance of energy system and prevent system accident.

*Shamkir HPP* is situated upper with the Kur stream from Mingechavir one and has project capacity 380 MW and average annual producing is some 900 GWh. The reservoir has ability of accumulating equivalent some 167 GWh and it is used for season operation.

*Enikend HPP* is situated downer with the Kur stream from Shamkir one. The building of plant was accomplished at the credit expenses of European Bank of Reconstruction and Development. The total project capacity of plant makes 150 MW (4 blocks on 37,5 MW each). The annual production of electric energy makes some 400 mil. kWh.

*Varvara HPP* is situated in Evlakh region, downer with the Kur stream from Mingechavir one and has established capacity 16,5 MW. However, the operational capacity doesn't exceed 12 MW because of moral and physical deterioration of main equipment. In fact, this electric power plant works just using river flow and gives average annual producing of electric energy some 90 GWh.

"Araz" HPP at Araz-river in Nahichevan Republic is complex hydro center with the established capacity 22 MW and average annual producing of electric

energy 86 GWh. HPP is in joint using between Azerbaijan and Iran.

### 3.2.3. Building and Reconstruction of Power Plants

There carried out the reconstruction of 4 hydro aggregates of Mingechavir HPP in 1999-2001 (5th and 6th – in 1999, 2nd – in 2000, 4th – in 2001). It permitted to increase the design capacity HPP by 40 MW. The first turn of Enikend HPP was put in operation in 2000 (3 hydro aggregates on 37,5 MW each, with total capacity 112,5 MW). In 2000-2001 as a result of reconstruction of Baku HPP-1 two gas-turbine units with the capacity 53 MW and 2 boiler-utilizes with productivity of steam 200 tons an hour were came into operation. The steam-gas unit with the capacity 400 MW was put in operation at “Shimal” SDPP in 2002. 4-th aggregate with capacity 37,5 MW was came into operation at Enikend HPP in 2003.

**Table 3-4**

Years	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Putting energy capacities in operation (MW)	-	-	-	-	165,5	53	400	-
At TPP	-	-	-	53	53	400	-	-
Including steam-gas unit & gas-turbine unit	-	-	-	-	-	400	-	-
At HPP	-	-	-	112,5	-	-	-	-
Expenses for putting capacities in operation (mil. \$)	-	-	-	-	83,8	-	184,7	-
Including foreign investments (mil. \$)	-	-	-	-	50,3	-	184,7	-
Reconstruction of energy capacity (MW)	-	-	-	140,8	123,9	123,9	-	-
At TPP	-	-	-	53,5	53,5	-	-	-
At HPP	-	-	140,8	70,4	70,4	-	-	-
Expenses for reconstruction of capacity (mil. \$)	-	-	-	6,5	50,5	48,4	-	-
Including foreign investments (mil. \$)	-	-	-	1,4	50,0	48,3	-	-
Coming energy capacities out of operation (MW)	-	-	-	-	100	-	420	24

### 3.2.4. Small HPPs and Alternative Energy

At present in Azerbaijan there are some 40 inactive, small HPP whose operation is stopped after coming the mighty electric power plants (Azerbaijan and Ali-Bairamli) into service. The most of these HPP are not having prospects because of their little capacity and their modernization demands significant means.

Azerbaijan government sees a decision of small HPP problems in their privatization. Within frameworks of President's decree nine small hydro power plants were presented for privatization: Mugan, Balakend, Sheki, Guba, Gussari, Chichecklin, Zeichur, Njuced and Chinar HPP. Azerbaijan company ASPI Consulting & Engineering Company, being a consultant on their privatization carries out financial, economic, technical and ecological analyze of small HPP working, prepare proposals for their further development and define

minimal investments that is necessary for turning HPP into objects corresponded with the world standards. The largest hydro power plant presented for privatization is Mugan HPP with the capacity 6 MW. It is situated in Imishli and this HPP is privatized by Azerbaijan private company in 2003. Unlike the others, this plant was in working condition. That year Sheki HPP got new proprietors in the person of American company “General Construction”.

The ideas of using energy of the sun and wind can have their prospects considering Azerbaijan climatic conditions. There are 270 sun days at the most of Azerbaijan territory and the number of sun days reaches 300 in some Azerbaijan regions. An average annual speed of wind makes 8-10 m/s and it does 11-12 m/s at the height 50-60 meters at the Absheron peninsula. There existed attempts of applying solar collectors were warm-changing types and getting electric energy from wind plants in Azerbaijan during former USSR. However, after breaking USSR up, all the activity in this direction was stopped.

The foreign companies that specialize in producing plants, using unconventional sources of energy, show increased interest in prospects of work in Azerbaijan. In particular there propose to site two hybrid plants each that use the sun and wind as energy on the Absheron peninsula and Nahichevan Republic. There propose to site a heliothermal plant each in Hachmaz and Sabirabad regions.

The Ministry of Fuel and Power Engineering worked out National Program of using alternative sources of energy. In that program there defined directions of power engineering development with taking into account using of natural potential of Azerbaijan. So, there provide for building some wind electric power plants at the Absheron peninsula and in Nahichevan Republic in 2004-2010, more ten small electric power plants with different capacities in 2005-2012, the sun collectors and small power plants at the base of the sun energy at the territories of Absheron, Mugan-Mill zone and Nahichevan Republic. Realization of this program permits rationally using country's energy resources, establish new industrial branches and operator's positions.

### 3.3. Power Transmission System

Economy of electric nets of Azerbaijan Republic includes sub-stations and lines of electric transmissions with voltage 110, 220, 330 and 500 kV.

Main sub-stations of the Absheron peninsula have been functioning for more 60 years. As a result of cooperation with the firm “Simens”, the reconstruction of some main sub-stations was carried out. Thus, there increase safeness and operation term of sub-stations and energy system as a whole.

System forming network of Azerbaijan power system includes the following substations:

"Absheron" – 500 kV;  
 "Agdjabedi" – 330 kV;  
 "Akstafa" – 330 kV;  
 "Ganja" – 330 kV;  
 "Imishli" – 330 kV  
 "Yashma" – 330 kV;

"Govsani" – 220 kV;  
 "Mushvig" – 220 kV;  
 "Nizami" – 220 kV;  
 "Promuzel" – 220 kV;  
 "Sangatchali" – 220 kV;  
 "Khirdalan" – 220 kV;



"Agsu" – 220 kV;  
"Gabala" – 220 kV;

"Babek"- 220 kV;  
43 sub-stations - 110 kV.

and also the electric transmission lines:

2nd Absheron;  
Muhranis-veli;  
1st Absheron;  
Derbent;  
1st & 2nd Ali-Bayramli;  
3rd & 4th Akstafa;  
Yashma;  
Agsu;  
Gabala;  
3rd Shamkhir;

Sangatchali;  
Mushvig;  
3rd & 4th Ali-Bayramli;  
3rd Imishli;  
3rd, 4th, 5th, 6th, 7th Absheron;  
Gardabani;  
1st & 2nd Govsani;  
3rd Masali;  
1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, Mingechevir;  
126 lines of electric transmission - 110 kV.

Total capacity of transmission system's transformers makes 8130 MVA, including:

- 500 kV – 1200 MVA
- 330 kV – 1756 MVA
- 220 kV – 3052 MVA
- 110 kV – 2122 MVA

The general length of electric transmission lines of the net is 7357 km, including:

- 500 kV – 451 km
- 330 kV – 1207 km
- 230 kV – 31 km
- 220 kV – 1231 km
- 110 kV – 4437 km

The supplying net of energy system includes:

- station 500 kV;
- two sub-stations with voltage 220 kV;
- 129 sub-stations with voltage 110 kV;
- 140 lines of electric transmission with voltage 110 kV and the length 1987 km.

The total capacity of transformers of supplying net is 5052 MVA.

Republic has the following system forming transmission lines:

- 126 transmitting lines 110 kV – 2450 km;
- 19 transmitting lines 220 kV – 1231 km;
- 1 transmitting line 230 kV – 31 km;
- 13 transmitting lines 330 kV – 1207 km;
- 2 transmitting lines 500 kV – 451 km.

The general extent of transmitting lines 5370 km.

There are sub-stations of high voltage in Azerbaijan:

- 142 sub-stations - 110 kV
- 1 sub-station - 154 kV
- 9 sub-stations - 220 kV
- 5 sub-stations - 330 kV
- 1 sub-station - 500 kV

The general quantity of sub-station of high voltage – 158.

**Table 3-5. Interstate lines of electric transmission**

Country	Sub-stations names	Voltage (kV)	Length (km)	Capacity (MVA)
Georgia	Akstafa-Gardabani	330	64	340
Russia	Yashma-Derbent	330	214	412
Iran	Imishli-Parsabad	230	64	250
Turkey	Babek-Igdir	154	94	160

### 3.4. Power Distribution System

The distribution of electric energy in Azerbaijan have been recently realized by four joint-stock companies that established on the base of the largest energy distributing nets of four Azerbaijan cities: "JSC Bakielectricshebekeh", "JSC Sumgayitelectricshebekeh", "JSC Ganjaelectricshebekeh", "JSC Alibairamlielectricshebekeh". Each of these four regional companies possessed monopoly for distribution of electric energy at its territory. (Nachichevan Republic has got its own distributing net).

In 2002 these joint-stock companies were transferred into long-term management to the private companies.

In October of 2001 the Ministry of Economic Development signed the agreement with Turkish company "Barmek Holding" about the transfer of joint-stock company "Bakielectricshebekeh" into its long-term management. The volume of investments offered by Turkish company make more 300 million dollars.

In August of 200 the President signed the order of confirming the agreement about the transfer of electric nets of three large Azerbaijan industrial centers: Ganja, Sumgayit, Ali-Bairamli into long-term management.

Today all Azerbaijan energy distributing objects are being managed by private companies.

Electric nets of Ganja and Ali-Bairamli passed into management of limited liability company "Bayva" that must provide enterprises, objects, inhabited localities of 24 republic regions by electric energy. 22 net regions form part of company.

Electric nets of Baku, Sumgayit and Northern regions of republic were passed into long-term management of Turkish company "Barmek".

9,9 billion kWh were transferred to Turkish company "Barmek", and 9,7 billion kWh – company "Bayva". "Barmek" fulfilled its obligations for 95%, and

“Bayva” for 100%.

**Table 3-6. Tariff for electricity (manat per kWh)**

Years	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Population	96	96	96	96	96	96
Industry and building	206	192	174	130	130	130
Budget organizations		192	174	130	130	130
Absheron Water Company	158	158	157	130	130	130
Agriculture	174	168	162	130	130	130
Electric transport		220	178	130	130	130
Non-industry consumers	265	318	238	130	130	130
Trade and service	408	282	282	250	250	250

### 3.5. Main Technical and Economic Indexes of Power System

**Table 3-7**

Years	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Electric Energy generation (bil.kWh)	19,0	17,6	17,0	17,0	16,8	18,0	18,2	18,7	18,9	18,7	21,2
TPP	16,5	15,7	15,5	15,5	15,0	16,0	16,7	17,2	17,5	16,7	18,7
HPP	2,4	1,8	1,6	1,5	1,7	2,0	1,5	1,5	1,3	2,0	2,5
EE Consumption (bil. kWh)	19,1	17,8	17,5	17,5	17,2	18,2	18,9	19,2	19,6	20,2	22,7
EE export (bil.kWh)	0,2	0,3	0,4	0,3	0,3	0,6	0,4	0,9	1,0	0,9	0,9
EE import (bil. kWh)	0,3	0,5	0,9	0,8	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6	2,4	2,4
Power plants design capacity (MW)	5054	5054	5054	4982	4982	4992	5003	5181	5164	5683	5524
Thermal	4216	4216	4216	4144	4144	4144	4144	4199	4231	4691	4576
On fuel oil and gas	4216	4216	4216	4144	4144	4144	4144	4144	4144	4144	4070
SGU & GTU								55	110	510	506
Hydro	838	838	838	838	838	848	859	982	933	992	948
Absolute maximum of load (MW)	3365	3213	3098	3195	3350	3452	3536	3719	3712	3950	4327
Frequency maximum of load (Hz)	50,0	49,8	49,75	49,2	50,0	49,4	49,01	50,0	50,0	50,0	50,0
Expenses of EE for power plants (bil.kWh)	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Expenses of EE for produced requirements of energy system (bil.kWh)	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0
Expenses EE for transporting in nets (bil.kWh)	3,8	3,5	3,9	3,8	4,1	3,5	3,4	3,4	3,1	3,9	3,7
Spec. expenses of fuel for the temper of EE (g/kWh)	375,8	378,9	385,1	391,5	415,1	409,7	409,9	411,3	413,2	409,4	386,2
Spec. expenses of fuel for the temper of heat energy (kg/GCal)	185,9	182,7	186,1	190,1	210,5	209,6	212,1	217,1	216,4	190,6	195,1

Fuel oil (thsd.t)	4956,0	4420,0	4148,3	3897,0	3672,8	3921,6	4067,6	4053,0	1874,4	2391	2157,0
Gas (%)	11,6	13,9	18,8	22,9	23,4	21,1	20,6	22,6	63,9	64,9	58,0
Fuel oil (%)	88,4	86,1	81,2	77,1	76,6	78,9	79,4	77,4	36,1	35,1	42,0
Useful temper of EE (bil.kWh)	15,3	14,3	13,6	13,7	13,1	14,7	15,5	15,8	16,5	16,3	17,3
Industry	6,9	5,9	5,0	5,1	4,8	5,0	2,9	2,7	3,4	3,1	2,6
Transport	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	0,5	0,5
Agriculture	4,6	4,0	4,2	4,4	3,1	3,6	4,7	4,8	2,9	0,7	0,4
Municipal economy	1,7	2,7	2,9	2,8	4,2	4,5	5,4	6,0	5,5	6,0	12,1
The others	1,4	1,2	1,0	0,9	0,5	0,4	2,1	2,0	4,4	6,0	1,8
Cost price EE (Cent/kWh)	0,5	0,6	1,8	2,1	2,5	2,3	1,9	1,8	1,4	2,0	
Cost price TE (\$/GCal)	2,47	2,03	7,01	9,41	13,9	11,9	9,84	9,55	9,2	11,8	
Average tariff for EE (cent/kWh)	0,71	0,52	2,11	2,12	3,11	3,22	2,61	2,23	1,90	2,00	1,96
Average price of fuel (\$/t)	8,1	7,2	31,6	40,9	41,3	40,0	48,5	43,0	32,0	32,0	
Gas	10,1	15,2	36,7	35,5	36,3	43,0	36,9	36,9	35,4	35,0	55,5
Fuel oil	7,4	5,9	27,4	42,5	42,8	50,0	43,3	43,3	42,3	60,0	79,3

## 4. Management and Regulation

### 4.1. Management System

The republic selected the careful approach for perfecting the system of power engineering management. At first all the systems were united into the state company “Azerenergy”. Then there established five independent associations for producing and transmitting electric energy, its distributing and supplying, building, scientific and project researching. In September of 1966 the state company “Azerenergy” was transformed into open joint-stock company of the same name. At present 100% all the shares belong to the state. There also established four distributing joint-stock companies that united regional distributing nets on the regional base. In 2002 these joint-stock companies were transferred into long-term management of private companies.

In 2001, on the 18-th of April, according to the Decree of President of Azerbaijan Republic there established the Ministry of Fuel and Power Engineering of Azerbaijan. State Oil Company of Azerbaijan Republic, open joint-stock company “Azerenergy” and limited liability company “Azerygas” form part of the new Ministry.

The main functions of the Ministry of Fuel and Power Engineering are:

- forming Azerbaijan state policy in the field of fuel and power engineering and its realizing;
- elaborating measures for full satisfaction of requires of the economy and population by fuel and energy;
- monitoring for the rational use of country’s energy resources;

- developing international cooperation in the field of fuel and energy complex;
- ensuring energy security of republic.

In January of 2002 the Ministry of Economic Development and Ministry of Fuel and Power engineering confirmed the new structure of joint-stock company "Azerenergy". This step was undertaken with the purpose of effective managing this branch, for uniting and reducing structures that duplicated each other. The quality of units having legal status of "Azerenergy" decreased from 42 to 18. There liquidated two industrial associations on producing and transmitting electric energy, and there appeared functional departments for operative managing the energy system within "Azerenergy".

According to the present legislation the president and vice-president (executive manager) of "Azerenergy" are appointed by the President of Azerbaijan Republic. The following units having the legal status form part of new conforming structure:

**Azerbaijan Scientific Research Institute of power engineering and energy projection**

Azerbaijan scientific research institute of power engineering and energy projection was established on the base Azerbaijan scientific research institute of power engineering and Azerbaijan department of institute "Energysetproject". This united institute carries out the work on the fellow directions:

- conception of Azerbaijan electric power engineering for the prospects;
- problems of safe, stability, vitality and economical firmness of country's energy system;
- entering of energy system of republic into the union of energy system of neighboring countries;
- economy of energy and minimizing transport losses of electric energy;
- exploiting unconventional (restoring) source of electric energy.

Azerbaijan scientific research institute of power engineering and energy projection possesses high scientific potential. Designers of institute in the whole has a large work experience and distinguishes themselves with their high professionalism and skills. All the projects of presented and building power sub-stations and lines of electric transmissions with voltage 6-500 kV are carried out by employees of this institute.

**Baku Institute "Hydroproject"**

Baku institute "Hydroproject" was established in 1947. The institute is engage in researching hydro and energy resources, searching works and projecting the objects at all the territory of Azerbaijan. This institute carried out the projects of existing Mingechavir, Varvarin, Shamkir, Ter-Ter, Enikend hydro centers and hydro center "Araz".

The staff of the institute carried out the projects Tovuz (Kur-river), Alasan (Alasan-river), Hudaverdi (Araz-river) hydro centers whose building will

realize in future.

**Department "Azerenergyhususitamirsazlama"**

**Department "Azeryenergyhususitamirtikinty"**

**Department of complication and supply**

**Department "Azerenergynazarat"**

Besides six functional departments form part of "Azerenergy":

**Board on producing electric energy**

All heat and hydro power plants form part of this board

**Board on transmitting electric energy**

Four enterprises of Electric Nets of High Voltage form part of board on transmitting electric energy:

- Baku ENHV
- Sumgayit ENHV
- Ganja ENHV
- Ali-Bairamli ENHV

**Central control Board**

**Financial economic Board**

**Board of affairs**

**Board of Nahichevan power engineering**

**4.2. Energy Policy and Regulation**

Azerbaijan energy policy seems mostly centered on facilitating the development and export of its huge hydrocarbon reserves. In April 2001, Azerbaijan established its Fuel and Energy Ministry; this entity's main function is to boost foreign investment in Azerbaijan energy sector.

During the last half of the 1990s and the beginning of this decade, several laws were enacted in a so far mostly unsuccessful attempt to bring the energy sector into market-based operation. These included a law on usage of energy resources (enacted in 1996), a law on electric power generation (enacted in 1998), and a law specifically covering thermal-electric power plants (enacted in 2000). There have also been several Decrees, by both the President of Azerbaijan and the Cabinet of Ministers, concerning regulation of the energy sector, including one in December 2001 that listed nine very small hydroelectric power plants that were available for privatization.

On March 25, 2002, the President of Azerbaijan issued Decree #893, "On Strengthening of Financial Discipline in the Energy Sector." The decree was issued because "Azerenergy" (the state-owned joint-stock electric company) and "Azerigas" (the state-owned joint-stock gas company) have only paid for a small percentage of their fuel deliveries and have continued to increase their debts to the State Oil Company of the Azerbaijani Republic (SOCAR). In 2001, "Azerenergy" paid SOCAR for only 0.5% of the value of its fuel. The decree lays

out a two-stage approach to the problem. Stage 1 implements measures to prevent creating new debts. Payments to SOCAR are planned at 20% in 2002, 30% in 2003, 45% in 2004, 65% in 2005, and 80% to 100% in 2006. During Stage 1, the unpaid amounts will be regulated through securities to provide record-keeping and transparency. In Stage 2, the debt will be restructured when the accrual of new debts has been stopped. By the end of 2006, Azerbaijan plans to increase collection from distribution networks to 100%.

Decree #893 also sets a goal of eventually switching all thermal power plants to natural gas fuel and announces plans to restructure "Azerenergy" and "Azerigas" and speed up the process of privatization or concession of electricity and gas distribution networks. The decree states that a Tariff Board has been established that will do a comprehensive analysis of utility tariffs, set optimum levels, and promptly regulate them. The establishment of Tariff Board was one of chief recommendation for Azerbaijan government from the World Bank and ICF on reforming the structure of state management. Tasks of Tariff Board are state regulation of prices and tariffs of natural monopolists.

The Azerbaijani government recognizes that to create free competitiveness in the power generation subsector, several measures must be fully implemented:

- fair tariffs and non-discriminatory access to the high voltage power grid,
- creation of true independent power generation companies,
- implementation of a power trading and resale system, and re-thinking the taxation system for power generation in order to discourage monopolistic control of the power market and encourage alternate forms of power generation.

Future laws and decrees toward this end can therefore be expected.

## 5. State and Prospects of Electric Energy Sector Development

### 5.1. Economic Indicators

**Table 5-1. Sectoral structure of industry (as % of total)**

Years	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
All industry	100	100	100	100	100	100	100
Extractive industry	19.6	32.6	47	53.5	58.7	59.5	56.9
Manufacturing industry	59.4	46.4	31.3	31.3	29.7	30	32.9
Production and distribution of electricity, gas and water	21	21	21.7	15.2	12.1	10.5	10.2

**Table 5-2. Volume of industrial products (at factual prices, bill. manat)**

Years	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
All industry	8856	12877.6	14412.3	18197.9	18845	20097.7	23652.2
Extractive industry	1732.5	3234.4	5366.1	8129.1	9223.3	10012.3	11492.2
Manufacturing industry	5258.7	7559.2	6577.3	7762.9	7718.3	8319.8	10093.5
Production and distribution of electricity, gas and water	1864.7	2084	2468.9	2305.9	1903.5	1765.6	2066.5

**Table 5-3. Indexes of industrial manufacture on kinds of economic activities (in % to previous year)**

Years	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
All industry	78.6	102.2	103.6	106.9	105.1	103.6	106.1
Extractive industry	73.6	124.5	119.9	101.1	105.9	102.5	101.4
Manufacturing industry	77.8	88.3	90.9	115.3	102.8	105.5	117.7
Production and distribution of electricity, gas and water	93.8	105.1	101	103.1	100.6	104.7	116.4

**Table 5-4. Economic activity by kinds of GDP (in %)**

Years	1999	2000	2001	2002	2003
Total	100	100	100	100	100
Agriculture hunting and related services	18.2	15.9	14.7	13.9	12.9
Fishing	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Industry	28.2	36.0	37.6	37.4	37.8
Supply electric energy, gas and water	3.7	3.1	1.8	1.1	1.1
Construction	10.9	6.5	5.8	8.7	12.1
Trade, public catering, hotels	7.1	6.7	7.8	7.9	7.9
Transport storage and communication	10.7	12.0	10.1	9.8	9.5
Social and non-formal services	20.8	16.5	15.9	14.2	12.6
Non taxes	3.9	6.2	7.9	8.0	7.0

## 5.2. Production and Consumption of Electric Energy

**Table 5-5. Production and consumption of electric energy in 2003 (mil.kWh)**

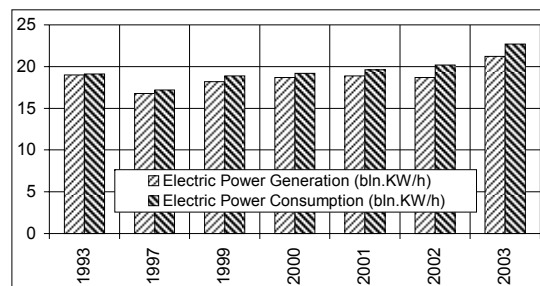
Month	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Production	2079	1906	2246	1896	1526	1342	1389	1486	1470	1648	1958	2204
Consumption	2240	2051	2351	1988	1666	1486	1512	1549	1529	1724	2173	2448

In the last years there is a paradoxical situation in Azerbaijan: absolutely non-connected with each other the growing volumes of electric power production and its prolonged shortage. This situation may be explained by growing demand for the consumption for that "Azerenergy" can not be in time anyway. But it happened on the background of stoppage of almost all the industrial plants that were the main consumers of electric power. According to logic the present volume of electric power production on the level of 21 billion kWh (it is 90% peak period of Soviet time, in 1990 this indicator reached 23,2 billion kWh) must full satisfy all the necessities of economy.

However, the analysis of electric power production and consumption in Azerbaijan in 90-th years shows interesting situation that is not characteristic for any normal developing economy. On the background of general economic situation worsening in the country, the production and consumption decreased by insignificant rates! For example, in 1997 industry and agriculture was in the biggest recession for all 90-th years and production of these branches made accordingly 28% and 50,3% of 1990 level, the electric power production reduced to 72,3% of the same level. Taking into account that in 1990 these branches consumed near 50% from all the electric power produced one can admit that such data not at all adequately reflected the events. It is obvious, that decrease in production of the electric power corresponding to adequate

reduction of rates of growth in the industry and agriculture should be observed. Otherwise it is necessary to find other explanation to the new phenomena. The matter is that for this period there were qualitative changes not only in structure of economy, but also in the consumption of electric power.

Figure 5-1



In the general view there are three factors that led to the appearance such an absurdity:

### 1. Radical change of electric power consumption structure

In the years of Soviet period the spheres of material production were the main consumers of electric power. In 1990 their share on the whole made 51,2% all the electric power consumed including in industry and agriculture – 48,6%. After finding the independence, in the connection with the economic crisis that befell the republic, the consumption of electric power in the branches of material production abruptly reduced and in 2001 they used 8,6% of all consumed electric power. On the other hand because of the breach of fuel resources supply of population (especially with natural gas) the consumption of electric power by population significantly increased. If in 1990 the population used 4,94% of all electric power consumed in the country, in 2001 this index made 51,6%. At the same time with the transition on the electric heating the population began using electric power extremely irrationally. This situation was promoted the privileges for communal payments to the broad sections of the population. It conducted to the groundless growth of consumption. However, after abolishing almost all the privileges electric power consumption didn't become more rational. The low gathering of payments for using electric power (50% -in Baku, 25% - in regions) partially explains this moment. The overwhelming majority of population still suppose using electric power almost as a God's gift. Using electric power by the population in the heating purposes results in growth of consumption during the winter period almost in one and a half time. If in summer electric power consumption in country makes 2900 MW in the very peak period, in winter this figure reaches 4200 MW. Taking into account that the additional demand is brought by indigent part of population, its payment even in 96 manats for 1kVh becomes problematic and non-payment is almost guaranteed. Any economy in the world won't hold such wastefulness.

### 2. Growth of resource capacious of economy

The slump of production volume both in industry and in agriculture at the same time accompanied with the growth of power-consuming indexes of these branches. It would conduct to the same consumption of electric power volume even by significantly smaller volume production. The analysis shows that for 1990-2000 power-consuming indexes of industrial production on the whole increased for 7,5 %. For that period power-consuming indexes of gross domestic product also increased for 5,6%. From position of market logic and saving the principal of competition advantage power-consuming indexes on the whole must reduce. However, in Azerbaijan judging by the brunch structure of economy and prevailing the extracting sector in it, that doesn't work according to market principal, this situation is easy explained. In either event, while SOCAR will not start to work as typically market structure and will not count up its expenses the constant growth of power consumption will be observed in the country.

### 3. Growth of shady economy scales

For 90th years in Azerbaijan the tendency of growth of scales of shadow economy was observed. According to the very modest calculations now the shady sector makes about 25% of country's economy. The growth of shady economy sector is accompanied with the growth of necessities in resources including in electric power. On the other hand, the resources used in that sector do not reflect in any documents as well as and all the other operations. There apply the useful way of estimation of shady sector volume by electric power consumption in the world practice. So electric power consumption of shadow sector is not only the consequence but also the method of exact estimation of its volume. It is not difficult to calculate that 25% shady sector is according to the very modest evaluates 5 billion kWh electric power. In either event electric power engineering became the "black hole" of economy where million dollars disappear without leaving a trace.

### 5.3. Power Sector and Market

The base of Azerbaijan economy is a complex of fuel and power engineering, that as well as other branches of natural monopolies functions according to its own non-market conformities with a law. For all years of independence, creating the new economy, the government couldn't really begin reforms of natural monopolies. Any market interference into their activities implied almost a stop of these vitally important branches. So, everything or almost everything taken place in the field of economic reform touched the establishment of new enterprises and reorganization of non-based branches objects. Thus, the market began building in the system of the new economy, without using the experience of former planned economy of socialism. Strictly speaking, the country has two economies and each of them lives by its own life.

The market of non-based goods and services is true or almost true. The based economy is a hybrid of planned economy with the market elements. It can't exist always. Sooner or later, this contradiction will conduct the economy to

collapse. Annually the budget lost almost half billion dollars only for supporting ineffective energy system (for comparison: two years ago the volume of these subsidies was two times less than at present). The difference between production of 1 kWh electric energy (102 manat) and wholesale price of sale to energy distributing companies (71 manat) is covered for expense of budget means. So there is double debt in the power branches as taken credits as supplies of electric energy into Nahichevan (it is delivered through Iran, then Azerbaijan compensates these supplies by electric energy in the same volume).

For some years all the efforts of international financial organizations (especially IMF) of talking into the government to begin true reforms in that sector prove to be vain. The growth of costs for separate oil production (the question is not to increase prices for electric energy in general) will provoke a chain reaction of increasing prices that will finally break existing financial and costing stability in the society. Sometimes negotiations IMF remind a conversation in different languages. The Fund justly affirms that if a country pretends to a market status it must gradually increase prices for all kinds of energy and conduct them to the world level. The government not less than justly replies that the republic has its own natural and economic conditions and if a country possesses a large store of cheap hydrocarbons it can't conduct them to the world prices.

The problems of reforming the complex of fuel and power engineering as usual remain outside the negotiations. In such a situation the government accuses Fund of situation seriousness misunderstanding. It takes its patriotic stand and sets going its "heavy artillery" is interests of unprotected sections of population. They affirm, these people can seriously suffer in the result of such unthinking step. However, instead of hiding behind the backs of the indigent, it will be better for the government to think of getting moving reforms of fuel energy complex. Some time the government will have to seem face by face with the prices growth in that sector.

The structural reconstruction that can be altogether accompanied with privatization of separate enterprises of fuel energy complex is a necessity element all the country's transition to market relationship. How much it is important, one can easily illustrate by means of an example of a kind of fuel energy complex production. It is electric energy, that in spite of all the critique of "Barmek" company, gradually becomes a market goods for consumers. One can accuse company of all sins, however, nobody can deny that in comparison with "Bakielectricshebekeh" it is, undoubtedly, a big step ahead. One can should remark that the company has an additional commitments including its own ones for heat supply instead of "Azerygas", and for thermal nets of Baku and Sumgayit.

The central link in reforming the complex of fuel and power engineering must be a system structural reconstruction and introduction of new market players even if as managers of final production like "Barmek" company. Success of powering system directly depends on the fact that if market subjects exist here whose relations with each other and the government are built mainly on the principle of free trade but no famous resource of authority.

#### 5.4. Main Problems

There are the most difficult problems of power system that required constant attentions in 2000-2003:

- Complication of providing power plants by fuel in the necessary volume, especially in the periods of winter maximums load. In consequence of it there appeared necessity of limiting consumption of electricity by introducing the schedules.
- Ensuring delivery of all the sorts of fuel was complicated with systematically non-payments for supplied electric energy. It caused the problems with payments of gas and fuel oil. In the connection with it, fuel and water stores were spent in excess of planned rate at TPP and HPP.
- Non-completion of establishing electric nets forming the system, insufficient capacity its several parts, that reduced stability of providing consumers with electric energy and restricted the capacities of power plants.
- The state policy of costs control for production of power engineering in comparison with prices for industrial production and organic fuel led to disproportionately increasing cost price of electric energy production that couldn't be compensated with the adequate growth of tariffs for electric energy.
- The lack of the most important elements in the system of operative control management (the question is about operative-informational complex including the means of primary including gathering and processing information consisting the base of automatic system of management) bad influenced effectiveness of normal function of all the energy system.

#### 5.5. Development Prospects

Analyze of development prospects of electric energy and Azerbaijan complex of fuel and power engineering permits to determinate the following goals in the field of power engineering and fuel policy:

1. Increasing effectiveness of using fuel in power engineering:
  - Introducing steam and gas turbine technology for power plants working with gas that ensure increasing efficiency of plant to 50%
  - Building the new, extending and reconstructing power plants working with gas only by applying steam and gas technology
  - Working out the regime measures (in the process of operative control management on the whole) for optimizing fuel consumption at power plants
2. Increasing volume of gas supply into power engineering and priority of such deliveries. Using furnace gas in power engineering.
3. Increasing development of non-traditional and restored sources of energy and, in the first place, hydro power engineering that ensuring economy of organic fuel and perfecting structure of generating capacity. The effect of joint using hydro energy resources (for optimum distributing loads among HPP) interconnected electric energy systems Azerbaijan, Georgia and Russia.
4. Strengthening interior electric nets forming the system and inter-state

electric ties.

### 5.5.1. Prospective Plans of Building and Reconstruction of Power Plants

**Table 5-6**

Years	2004	2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Coming into operation of energy capacities (MW)		50	2232		2442
TPP		-	2200		1400
HPP		20	32		522
Others		30			
Reconstruction of energy capacity (MW)	670	670	600		
TPP	600	600	600		
HPP	70	70			
Expenses for reconstruction of capacities (mil. \$)	21	21	15		
Including foreign investments (mil. \$)	20	20	15		
Bringing out of operation of energy capacity (MW)			300		600
TPP			300		600

Introductions of new capacities will be increased from 150-200 MW in the period 2001-2006 to 250-300 MW annually in the period 2007-2011. Introductions of capacities at TPP will direct at using new technology – steam-gas units and gas-turbine units.

Planned introductions at power plants are connected not only with deterioration of existing equipment, but also with necessity of saving resources of fuel and energy at the expense of putting into operation the aggregates with low specific fuel outlays.

In the period 2006-2010 there will be built and put into operation the second steam-gas unit with the capacity 400 MW at the ground of “Shimal” CDPP and SGU with the capacity 460 MW at the territory of Sumgayit CHPP-1. The reconstruction of Azerbaijan SDPP will be also accomplished. Increasing capacity of energy system at expense of new SGU will permit to begin putting out of operation energy block out of date with the capacity 150 MW at Ali-Bairamli SDPP. The further there will plan full technical re-armament of power plant. Old energy blocks will be put out of operation and dismantled by turns as new SGU will be built.

The program of Azerbaijan system development implies radical reconstruction of management system at power plants, equipping power plants and central sub-stations with modern arrangements of tele-mechanics, protection and anti-accident automatics.

### 5.5.2. Development Strategy

Development of power system and heat supply in Azerbaijan envisages increase of energetic efficiency through phasing out and reconstruction of outdated

technologies, increase in the share of combined power and heat generation, decrease of condensed power generation during less intensive periods of energy consumption. The strategy of power and heat supply system development in the country will target the following problems:

- shift from construction of large thermal power plants to construction of middle and small power units on the basis of steam-gas and gas-turbine units;
- gradual dismantling of the worn out equipment at thermal power plants (up to 30% of total capacity);
- replacement of the worn-out facilities at the Mingechevir HPP, upgrading its design capacity;
- increase in the share of hydro power resources in the energy balance to 25% with priority given to small and micro HPPs for collective and individual use;
- construction of wind power plants at the Absheron peninsula and Nahichevan with capacity of 15-20 MW;
- maximum possible provision of TPPs with natural gas and improvement of technical, economic and environmental characteristics of gas-oil plants due to use of gas-turbine units;
- technical modernization of the distribution net and reorganization of management structure of power system in accordance with transition to market relations;
- technical modernization of heat-electric plants and boilers and their provision with natural gas;
- rehabilitation of heat supply lines and reorganization of management structure in the heat supply system;
- use of solar energy and energy of geothermal waters for heating, hot water supply, and air conditioning.

### 5.5.3. Development prognosis

**Table 5-7. Prognosis on power generating capacities up to 2025, MW**

Technology	Years				
	2005	2010	2015	2020	2025
TPP	4135	4175	4175	4175	4175
CHPP	345	415	415	415	415
HPP	976	976	1147	1557	1857
Non-traditional	30	60	80	100	120
Total	5486	5626	5817	6247	6577

**Table 5-8. Fuel consumption structure in the power generation industry up to 2025**

Fuel consumption	Years				
	2005	2010	2015	2020	2025
Fuel oil, PJ	128.71	108.5	77.89	53.25	-
% of overall	48.3	36.3	25.3	17.1	-
Natural gas, PJ	137.84	190.27	229.57	257.79	291.12

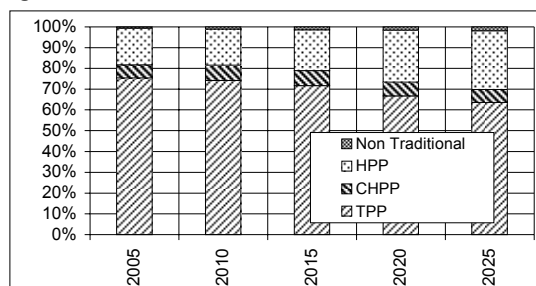
% of overall	51.7	63.7	74.7	82.9	100
Total, PJ	266.55	298.77	307.46	311.04	291.12

**Table 5-9. Prognosis on heat generation up to 2025, million Gcal/year**

Technology	Years				
	2005	2010	2015	2020	2025
CHPP	14.8	24.0	25.1	26.0	26.8
District boilers	7.5	7.7	8.1	8.5	8.9
Total	22.3	31.7	33.2	34.5	35.7

**Table 5-10. Prognosis on power generation and consumption up to 2025**

Years	Design capacity, MW				Output (bil.kWh)	Local consumption (bil.kWh)	Export (bil.kWh)
	Overall	TPP	HPP	non-traditional			
2005	5486	4480	976	30	26.50	24.00	2.50
2010	5626	4590	976	60	27.00	24.09	2.91
2015	5817	4590	1146	80	27.64	24.64	3.00
2020	6247	4590	1556	100	28.56	25.56	3.00
2025	6577	4590	1856	120	29.52	26.52	3.00

**Figure 5-2**

## 6. Integration of Power Systems of The South Caucasus Countries

### 6.1. Prospects of Cooperation and Integration Ways

Geopolitical interrelationship of region dictates the necessity of joint actions in the area of power engineering without that it is impossible to solve no one problem of region and every country. So the question of power systems cooperation is a necessary factor for development of integration process on the whole.

Some models of cooperation of power engineering area, unfortunately, remained in past. For example, one of them existed within the frame of Tasis program brought to initiating the model of new common power system - Azerbaijan, Georgia, Armenia, Turkey. The work on research of potential of the South Caucasus republics unification with the Turkey energy system was

realized very actively at first. A country that had surplus of electric power would be able to export it to any country of these states. Though now all four countries have a deficit of electric power in a different degree, this project could have the large significance for future after the peace establishment.

Azerbaijan attaches great importance to such a fact if the price on the gas increase it will become an electric power exporter once. As known Azerbaijan is going to export its gas from deposit "Shach-Deniz" in 2006. With the furthest exploit deposits on the Azerbaijan shelf of Caspian Sea this country can soon provide its necessary in natural gas. In some expert opinion, Azerbaijan perspective structures especially in the north part are more gas-condensation than oil ones. So in perspective, Azerbaijan possessing the modern plants for producing electric power that work on natural gas will be able to realize electric power to the other country successfully enough during the current transfers.

Azerbaijan power system now keeping the working mode of operation has good enough the stores of capacities. By 2005 when power system solves its problem modernization Azerbaijan will be able to export its surpluses of electric power. By this time Azerbaijan considers to export near 4 billion kWh electric power. For its export a certain potential is in some directions of project on the privatization in this area. It means the privatization of small objects of electric power engineering, set steam-gas units to the large plants and building by foreigners their own power plants. This project can be realized and promise the surplus export reserves of energy system if Azerbaijan economy develops without serious shocks. Thus, project of trade change with free energy capacities and also regulating such a common energy system would be able to become reality. Judging by Armenian power engineering projects the processes of full uniting energy systems can be begun at any moment but evidently only accomplishment of Kharabah conflict. Then the next stage can be become the realization of joint energy projects and on alternative sources of energy.

However, and negative situations can urge to the integration processes. The failure at Armenian atomic power station would be accident not only for all Southern Caucasus, but also much more far regions. By 2004 atomic station will exhaust its resources and some international institutes suppose that it be closed by this time. But Armenia renewed the exploitation of atomic power station because of difficult situations and closing it this country will demand the guarantees of its energy security from the interested parties. Azerbaijan would be able to become such a guarantor as the most provided with energy resources country in the South Caucasus. But this concept of providing energy is very conditional because of permanent crisis.

In the periods of reducing electric power consumption the production at the plants forcedly decreased. At least it conducts to increasing the production cost price. There is a current transfer outside the internal system to run about this situation. And the cooperation in this direction will promote increasing effective work of local electric power plants.

The main obstacles for developing integration process are dissolved conflicts and political non-stability. However, there exist the examples when in spite of



political differences the countries successfully realize joint projects in the area of power systems integration. For instance, one must admit that there exist difficulties in the interrelation between Azerbaijan and Iran. But in spite of problems there establish system of mutual profit economic cooperation between two countries at last time.

Thanks to joint efforts Azerbaijan and Iran power engineering specialists there became the reality the accomplishment of building the part of high voltage transmission lines Astara (Azerbaijan) - Astara (Iran). They propose the building of the second turn of high voltage electric transmission lines Imishli - Parsabad. On the whole, for the last years energy change between Azerbaijan and Iran reached 600-700 million kWh in year.

Azerbaijan power engineering specialists successfully cooperate not only with Iran but and Russia colleagues. There were conducted the fruitful negotiations about the necessary of building of the second chain of high voltage transmission lines 330 kV Derbent - Yashma. According to the protocol signed on total of negotiations they decided to prepare technical and economic project ground within four months term. Putting into operation of new electric transmission lines will allow to Azerbaijan quality to decide the problems of electric power nets loads and also increasing efficiency of power plants work.

At the final of negotiations between Russia Federation and Islamic Republic of Iran they signed the agreement on the change of electric power n volume 300 MW. Thus, Azerbaijan became the transit country for electric power transfer between Russia and Iran.

For successful developing the integration process in the area of power systems is necessary their synchronization in the region scale. The synchronic work is an alternative, moreover cheap, to the building of units of direct current that cost near \$40-50 million. In the case of transition on the synchronic work transfer of electric power can realize through the existing lines but not to built units of direct current.

The economic effect of synchronization include in significant increasing the safety of function of electric power complexes (more clearly it is shown in period of maximum loads in winter and fall and in the case of accident situations liquidation). It will allow using the energy resources more rationally because of mutual electric power change.

The technological aspect is included in reserving capacities that will let increasing safety of energy systems. After system accidents in some countries of Europe and America this aspect became a most actual. From the political point of view, the synchronization will conduct to larger transparency and opening of economy.

Moreover, it is very important circumstance that Russia is interested of synchronization for synchronization of energy systems of the South Caucasus will allow increasing the safety of regional electric power engineering work. It will open the opportunities of Russia electric power export on the "fantastic attractive" (A. Chubays) Turkey market where the price of one kWh more in 2 times is higher than in Russia.

Taking into account the base of economy development is power engineering and the improvement of technical characteristics of electric power plants is a condition of increasing the energy production, in perspective, one must give the advantage for renewing existing systems and building new power plants and establishing the regional energy system. Today all over the world the situation that was brightly marked in past, when some countries aimed to reach the self-providing of electric power was over. It happened because of difficulties with using the most rational sorts of resources that would take place if power engineering specialists went on encouraging the concept of autonomous power system. In that aspect unification of power systems of the South Caucasus countries has the special significance.

In the base of one must lay the mechanism of inter-states coordination, ensuring the interaction of states energy systems, for example, by exploring and perfecting legislation bases of these countries. Unification of power systems is also possible in the form of establishing the transnational corporations on coordination of electric power production and its transporting.

The cooperation and integration of power systems are necessary, they are inevitable because they are dictated not only geographic and historical condition but mainly economic ones. However, in that process one must keep the balance of interests of counties that can integrate in common power system.

#### **6.2. Goals, Tasks and Necessary Conditions for Integration**

Period of development of the post-soviet states economy on the South Caucasus and the formation of market mechanisms causes search of ways and conditions of power systems cooperation as in a part of a making new a pattern of ownership and structure of management in the national power systems and in search of ways of organization of their cooperation and joint integration. Decision of these tasks will define in long-term prospect:

- Technological development of power branch with the establishment of South Caucasus power system
- Common market of the electric power and services
- Conditions for the investment activity
- Maintenance of reliable, qualitative and effective operation of power interconnection by coordinated principles and standards under mutually advantageous conditions for all energy partners

The organization of regional power systems cooperation suppose the following objective circumstances:

- Removal of political and basic economic barriers to develop of cooperation in the South Caucasus in the field of electric power industry
- Further liberalization of the power market
- Absence of political obstacles
- Integration ideas and tendencies

- Process of profound economic reforms

The primary objective of regional electricity cooperation and integration is that the target and transfer regulation and structure of the regional electric power industry will facilitate its contribution to sustainable development objectives and, particularly, to make the best use of the regional energy resources.

This implies:

- Planning the outputting of resources for the national power systems, in a sustainable development prospect, as part of the development of resources for the regional electric power system, taking into account the regional energy system and regional energy policy;
- Setting up legal frameworks, rules, protocols, coordination and regional mechanisms and bodies responsible for:
  - the reliable, secure and cost-effective operation of the regional interconnected network,
  - the introduction of a regional electricity power market (bulk power market, free access to the transmission network);
- Implementing mechanisms and structure for the development and the carrying out of regional electric power projects;
- Setting up a regional organization that will be responsible for the implementation of these actions, and for the operation of the regional interconnected power system.

Generally speaking, regional power systems cooperation and integration enhances the contribution of the electricity sector to sustainable development.

Regional power systems cooperation and integration ranges from sharing experience and expertise on the operation and planning of the electric power system, to pooling activities such as training electric power engineers, research and development, integrating parts of or the entire structure for operating and developing the electric power systems. The electric interconnection of national power systems is considered as a very important step towards regional electricity integration, and decisive step towards the implementation of a regional competitive power market. There is a clear case for pooling resources in every sector of the economy, particularly sectors of mass production. This is all the more true in the electricity supply industry: as electricity is not storable, there is a strong incentive for pooling supply and consumption through the interconnection of electricity networks.

Certainly accepting the necessity of energy equation of national systems and observance of qualitative maintenance of parameters of an electrical mode, the major requirement of joint operation of South Caucasus power interconnection is organization of:

- regulation of frequency and power allowing to ensure reliable parallel operation of power interconnections of South Caucasus countries,
- maintenance of reliable operation of interstate transmission lines.

All the other questions, including, choice of regulating plants and accommodation of a reserve, structure of system of a secondary control, structure of emergency automatics and the others must be rational and acceptable for every country.

However, these two marked above requirements are rather serious as it is necessary to solve the following questions:

- Introduction of automatic control of frequencies and power with installation of central regulators in national electric power systems and power interconnection as a whole
- Connection conducting power plants to systems of a primary control with maintenance of a required maneuverability
- Installation on the interstate levels automatics of restriction of a power flow, network separations, facilities of power compensation and regulation of voltage and others

The cooperation of the power systems of the countries, in its final stage, may be defined by two objectives. First of all, the national electricity networks should be interconnected to enable substantial energy and capacity exchanges between countries. Then, having agreed on a certain level of quality of supply, the operators and the developers of the regional power systems have to coordinate themselves in order to minimize the regional cost of electric power, while contributing to environmental and social objectives.

Finally, regional integration will consist of:

- the creation, under the governance of the governments of the region, of a regional organization responsible, partly or entirely, for the coordination of the actors of the electric power industry, the harmonization of the planning and operating rules, and for the minimization of the overall cost of supply;
- the management of power generation and transmission projects that are justified from the prospect of sustainable regional development.

Considering electrical ties and existing infrastructure of electric power industry of South Caucasus states and examining prospect of development of power systems integration, definition of strategic directions of regional power systems cooperation is necessary:

- Development of power systems and power interconnections
- Effective utilization of a powerful infrastructure of interstate transmission lines by joint efforts
- Coordination of actions on management of development and functioning of national power systems of the states with the purpose of increase of reliability, efficiency and quality of an electricity supply of the consumers, including powerful interstate gas and oil main communications
- Complex realization of an export energy potential

Regional integration is a long process, it may develop over years. The structure of the regional electricity market may evolve according to the development needs and the financial capability of the regional countries. Regional power

systems cooperation promotes the development of economic cooperation, raises reliability and quality of an electricity supply of the consumers, carries significant political and social advantages of power systems, gives essential economic benefit caused by economy of reserves, fuel, mutual aid, trade in the electric power and others.

### **6.3. Recommendations on Effective Integration of Power Systems**

Lower are presented some recommendations for appropriate actions in the field of the organization and development of regional power systems cooperation and integration. The guiding principles for these actions will, generally, have to be agreed upon at political levels. These actions must be implemented and developed at technical and financial levels. The joint actions is necessary to accent on the following questions:

- Coordination of the uniform technical requirements on regulation of frequency and power in super interconnection
- To present a new requirements on the adjusting characteristics of the equipment and systems of automatic control to all upgrading and constructing power plants
- To lead auditing a number of main power plants for the subsequent choice from them of plants with an opportunity of modernization and inclusion in a contour of primary and secondary control systems
- To develop and to carry out a complex of measures on maintenance of reliable power exchanges on interstate cut sets with installation of automatic of restriction of power flows.
- Estimation of the investments in updating systems of regulation and reservation, modernization bordering substations and means of telecommunication for maintenance of synchronous parallel operation of regional power interconnections
- Development of necessary technical and organizational measures
- Training the personnel

#### **6.3.1. Recommendations:**

##### **1. Agreements between countries**

These agreements should specify:

- the basic principles of regional cooperation;
- the basic operating and planning criteria and the basic rules for the regional electric power market;
- the organization of permanent regional and national coordinator centers and their functions.

##### **2. Political, legislative, and institutional areas**

###### **Regional Integration**

In the energy policy of each country, regional cooperation should appear as one of the major factors for the development of the power system. This should be acknowledged and enforced by each country.

###### **Laws and Regulations**

To reach the necessary level of compatibility between national legislation in accordance with requirements or regional power systems cooperation and integration.

A credible and clear regulatory framework, in compliance with a future competitive market should be set up in each country

##### **3. Transmission**

###### **Ownership**

National policies relative to the ownership and operation of national transmission facilities as well as to the bulk regional interconnection links should be clearly defined and harmonized.

###### **Electricity wheeling**

Each country commits itself to allow the wheeling of capacity and/or energy through its system, provided it is technically and economically feasible.

A distinction between different priority levels as well as different wheeling charges will be established.

###### **Open access**

Policies of open access to the transmission network for use by all generators on a nondiscriminatory basis should be established, taking into account the requirements relative to the electricity market.

##### **4. Environmental impact**

A regional approach addressing environmental issues should be set up:

- To create and update a set of rules, criteria, guidelines and regulations to be applied by each country
- To strengthen national environmental institutions
- To incorporate environmental issues in national and regional planning

##### **5. Technical area**

###### **Planning**

A simplified master plan.

A flexible regional generation and transmission master plan (to be updated every 2-3 years) determining the least-cost scenario.

###### **Operating**

- definition of data to be gathered at a regional level;
- definition of operating criteria;
- procedures for routine and emergency operation;
- reliability standards;

- implementation and use of ancillary services
- lines protection coordination;
- procedures for outages analysis.

To set up a regional coordination center implementing the following responsibilities and functions:

- to establish a central data base including information about outages;
- to analyze outages affecting regional operation;
- to perform operational planning studies at the regional level to identify possible constraints in normal and deteriorated situations, transfer limits on interconnection lines, wheeling limits through countries, reliability or stability problems;
- to continuously monitor and coordinate the routine, degraded, emergency operation of the regional interconnected power system, implementation and use of ancillary services, lines protection system performance, compliance of the national control centers operation with the regional requirements and reliability standards;
- to coordinate, monitor and disseminate the generation and transmission maintenance schedules.

## **6. Commercial and financial**

### **Transmission pricing**

To introduce in each country a mechanism for calculation of transmission prices which will reflect the fixed and variable costs of transmission. The prices should be compatible among the countries, transparent and nondiscriminatory in order to provide a firm basis for investors interested in the development of transmission and generation facilities, and for operation of the regional interconnected network.

Transmission prices and priority to wheel should be determined to make open access fully effective.

### **Generation tariff**

To introduce in the each country a mechanism of calculation of generation tariffs, based on two parts: one part relative to the capacity available and the corresponding fixed costs, and another part relative to the actual energy supplied and the variable energy costs.

### **Taxes and royalties**

Each country should review and ensure the compatibility of taxes and royalties policy.

### **Ancillary services**

To develop procedures for payment of ancillary services that should be compatible among countries.

### **Valuation of capacity and energy settlement of payments**

To establish procedures compatible with regional requirements for valuation of

capacity and energy, metering, billing and settlements.

### **Existing contacts**

To assess how existing contracts could be accommodated within the new institutional and commercial framework.

### **Investments**

Actions should be taken by the countries and coordinated at the regional level to facilitate and promote private investments, particularly by mitigating risks supported by investors:

- to outcome market entry barriers;
- to establish clear policy relative to regulatory framework, pricing mechanism, taxes and royalties, convertibility of currency and open access to regional transmission network;
- to develop a clear process for construction;
- to address environmental issues;
- to allocate risks allocation.

To establish guidelines, procedures, models for project definition, business plan, risk analysis, financial and operation structure definition, commitments, contractual agreements.

### **Financial support**

Contacts should be made with multilateral and bilateral financing institutions with the objective of assessing their co-financing and their guarantee capabilities in order to catalyze private investment.

## **7. Other actions**

### **Training**

A training program should be established for the staff working in the different areas of power system cooperation. The operators of the regional power system should be the first to benefit from training.

# Georgia

## 1. General State of Georgian Economy

To date, the results of economic transformation in Georgia could hardly be counted as consolatory. The goal of economic reform that has lasted for last decade was to replace an old command-administrative system with more efficient system of market economy. Creating market economy as such is not a self-serving goal; contrary to that, it is a means for reaching other goals like increasing the quality of life and population well being, laying the ground for economic growth and democratic development of society.

It should be noted that Georgia demonstrated its proclivity to forming new economic system from the very beginning of the process of economic reformation. When as a result of the disintegration of the central-planning economic system of former USSR the Georgian economy faced the state close to collapse, when GDP squeezed with almost 80%, when the rates of inflation and unemployment, state budget and current account deficits catastrophically surged while pauperization and drop in the quality of life reached the broadest layers of population, only the radical transformation of “bankrupt” economic system could help the country to cope with the emerging difficulties. This kind of “radical” transformation first and foremost aimed at stabilizing the economic situation was launched by Georgian authorities under the auspices of anti-crisis government program worked out with the assistance of IMF and WB in the second half of 1994. In the course of the implementation of anti-crisis program the following important measures were undertaken in relatively short period of time: liberalizing trade and prices, introducing hard currency and sustaining its stability, carrying out restrictive monetary and fiscal policies, reforming the bank and tax systems, privatizing the state property, creating market institutions and infrastructure. In spite of unfavorable “starting conditions” (external economic shocks as a result of the disintegration of the USSR, civil and military conflicts, level of price distortions on the initial stages of reforms), generally, as a result of measures undertaken Georgia managed to attain considerable results, in particular: eliminate shortages of consumer goods; provide the GDP growth after five straight years of drop in production; reduce the surge in prices from hyper-inflationary to acceptable level; stabilize the exchange rate of national currency; broaden the private economic sector, etc..

However, economic crisis in 1998 imported from Russia showed that the economy of country had not reached yet the sustainable state against either external or internal threats. The GDP value in 2000 did not exceed 29% of the value of GDP in 1990. In other words, for years of reforms Georgia has restored only less than third of its economic capacity that remains the lowest indices among CIS and Eastern European countries. In general, it is possible to say that the economic system functioning in Georgia today does not correspond with its characteristics to the majority of “western” standards of market economy; the quality of life and well being of population are far from desirable condition, and the preconditions for steady economic growth are absent.

One of the major economic factors determining economic growth is the state of electric power sector – the most important infrastructure element.

## 2. Electric Power Sector of Georgia

### 2.1. History of establishment

#### 2.1.1. Electric power of Georgia – constituent part of the USSR energy system

The history of Georgian electric power takes its origin since 1887 when the first electric generators were launched on the basis of thermo-engines intended for illuminating Tiflis theater, municipal bank, and Karavan-Sarai. Iliā Chavchavadze was the initiator of the electrification of the city.

At the end of XIX century 8 minor plants worked in Georgia, and in 1902 the first plants selling energy to external customers were launched. In 1911 the Belgian company launched the biggest for those times TEP (Thermo-Electric Plant) with the power worth of 1680 kW., and equipped with piston (plunger) thermo-engines intended for energy supply of Tiflis train industry. In total, 70 minor TEP were exploited in those times in Georgia with the aggregate power worth about 8 MW and with the annual energy production worth about 20 million kWh.

In 1898 under the order issued by Great Prince Michael the first HEPP (Hydro-Electric Power Plant) was built in Borjomi Valley with the power worth 290hp. This had happened just 3 years later after launching the first HEPP in Russian Empire on Okhta river near Sanct-Petersburg. Later on additional 4 HEPP were built in the Black Sea resort zone with the aggregate power worth 1235hp. Closer to 1913 7 HEPP were functioning in Georgia with the aggregate power worth 1.3 MW that made 16% of total defined power of all electric power plants.

In the period of WWI energy building was halted while exploiting conditions of existing capacities deteriorated. Just in 1919 the annual electric energy production was reduced by quarter.

With the introduction of Soviet rule in Georgia in 1921 the state expropriated all electric power plants with the power exceeding 200hp.

Construction of the Zemo-Avchala HEPP (in the intersection of rivers Mtkvari (Russian version - Kura) and Aragvi) became a qualitatively new stage in the development of Georgian electric energy sector. Decision on starting the construction was made on May 27, 1922. HEPP with the four power blocks (with the aggregate power worth 12.8 MW) started functioning on May 26, 1927.

The utilization of Rioni river hydro-energy capacity started on the next stage. The Rioni HEPP near Kutaisi (1933, power – 48 MW), Gumati HEPP cascade (1956-1958, aggregate power – 67 MW) and Vartsikhe HEPP cascade (1972-1987, aggregate power – 184 MW) were built.

The first high pumping pressure regulating HEPP with the high volume water reservoir was the first step of Khrami cascade (power – 112.8 MW, altitude level discrepancy – 330-340 meters) built in 1941-1945. The second step (110 MW, altitude level discrepancy – 160-180 meters) was introduced for exploitation in

1963.

The Lajanuri HEPP (1960, 116.4 MW) became the first HEPP in USSR with the arc-type dam built on Rioni river with attracting a part of river Tskhenistskali downfall.

Simultaneously, a series of HEPP with relatively lower power had been built as well as about three hundred smaller village HEPP.

In parallel with hydro-electric energy thermo-electric energy was developing in Georgia.

In 1930 the TEC (Thermo-Electric-Central) of Batumi oil refinery was launched (6.8 MW with the further amplification until 19 MW), in 1938 – the first big base Tkvarcheli TEC (110 MW) on the basis of local coal production, in 1939 – the only one in Georgia heating Tbilisi TEC (12 MW).

In parallel with expanding the electric-generating base the united energy system of Georgia started to establish. If the first in Georgia high voltage ZAHEPP (Zemo-Avchala HEPP) ETL (Electric Transmission Line) introduced for exploitation in 1927 provided energy supply for only the capital Tbilisi, then the introduction of ZAHEPP-RionHEPP ETL in 1932 already became a first step towards creating the united energy system of Georgia. The energy was received by Zestaphoni Ferroalloy Plant, Chiatura coal mines, Tkibuli mine shafts, and Trans-Caucasus railway pass. Later on the abovementioned ETL was supplemented by Adjaristskali and Abasha HEPP and Tkvarcheli TEC. Just closer to 1938 the energy union like that turned into the prototype of the current energy system of Georgia.

The next qualitative stage in the development of electric energy sector of Georgia is bound with the construction of Tbilisi SREPP (State Rayon Electric Power Plant) and the cascade of Enguri HEPP in 60s and 70s.

The first thermo-condensation power block of Tbilisi SREPP (in Gardabani, a small town situated in 40 km from Tbilisi) with the power worth 150 MW was launched in 1963. After introducing the last, eighth similar power block in 1972 the SREPP aggregate power reached 1,250 MW, annual output constituted 7.9bn kWh against the backdrop of the general annual output of whole energy system worth 14.2bn kWh. In 1989-1994 the SREPP was expanded with ninth and tenth power blocks for super-critical steam parameters with 300 MW each.

The leader of Georgian energy sector - biggest in Caucasus Enguri HEPP - was introduced for exploitation in 1978. In 1980 it reached its projected capacity worth 1,300 MW. The main HEPP building is an unique 271.5 meters toll concrete arc dam. The processed water goes through cascading HEPP-I, II, III, IV with the total capacity worth 330 MW (that were introduced for exploitation in advance in 1971). The Enguri HEPP cascade with the general predefined capacity worth 1,630 MW and projected average annual energy output worth 5.5bn kWh uses total gravitational altitude span worth 510 meters.

In order to solve comprehensively the problems of energy- and water supply for Tbilisi and Rustavi cities and in order to regulate the irrigation systems, Zhinvali HEPP was built on Aragvi river by 1985.

Currently the predefined capacity of all Georgian plants constitutes 4,330 MW. Due to sharp decline in technical condition of energy system for last decade the actual capacity constitutes only 2,300 MW.

In parallel with building the Tbilisi SREPP, Enguri HEPP and other HEPPs the systemic electric network industry developed as well.

By 1959 the series of ETL and sub-stations was built fit with the voltage worth 240 kV that made system-building electric network.

The utilization of ETL with voltage worth 500 kV started at the end of 1960s and respective sub-plants in Zestaphoni and Ksani were built for that purposes. Inter-system ETLs were built as well. Unique ETL –500 kV “Kavkasioni” and ETL-220 kV “Salkhino” make connection with Russia, ETL-220 kV “Alaverdi” – with Armenia, ETL-500 kV “Mukhrani” and ETL-330 kV “Gardabani” – with Azerbaijan, and ETL-220 kV “Adjara” – with Turkey.

In the long run, although the energy system was managed by its own central dispatching directorate, the energy systems of Trans-Caucasus republics had nevertheless been established as constituent parts of united Trans-Caucasus energy system (with the united dispatching directorate situated in Tbilisi) that in turn was a part of the united energy system of USSR European area (with dispatching center in Moscow).

The low voltage dispatching networks were extensively developed in Georgia that closer to 1990s practically covered all settlements of the republic.

Gravest political and economic crisis that accompanied the first decade of independent Georgian statehood especially badly affected the state of electric energy sector. Widely spread corruption and mass stealing of electric energy left the energy system without means for normal functioning for long. As a result the energy work capacity and output reduced almost twice, a harsh energy crisis emerged.

Sector reforms that began in the country against the backdrop of the absence of political will to overcome the above-mentioned negative processes for last years, did not yield desirable progress. The necessary rehabilitation works are conducted with big delay and on a smaller scale. In spite of privatizing a part of networks and generating capacities and handing over the part of energy system to the management of foreign (western) companies, the problem of paying the cost for the used energy still remains quite acute. The latter is not completely solved even in the privatized electric network of Tbilisi. In general, more than 50% of sold energy had not been paid around the country. Providing crucial shift in an approach to energy problem generally stands in the agenda of the new leadership of country and of the Georgia society.

#### 2.1.1.2. Dissolution of Soviet Union. Crisis in the Energy Sector of Georgia

The energy system of Georgia was a part of Trans-Caucasus united system. Currently it is functioning separately. Electric energy is produced through hydro- as well as thermo-power plants. To date a total pre-defined capacity of

the electric power plants of both types constitutes 4,151 MW with the annual projected output worth 19bn kWh. The main sources of electric energy are hydroelectric power plants - 60%, and thermoelectric power plants – 40%. The capacity and structure of output are respectively distributed as follows: hydroelectric power plants - 2,473 MW and 9bn kWh; thermoelectric power plants – 1,678 MW and 10bn kWh. Since 1990 the crisis has started in the energy system of Georgia. After the collapse of Soviet Union the traditional ties with former soviet republics were disrupted. The centralized supply of fuel for thermoelectric power plants entirely oriented towards imported fuel, stopped. For the same reason the supply of equipment, spare parts, and materials from central assets necessary for carrying out current and capital repair works of the energy system installations stopped as well.

A total syndrome of nonpayment for costs on consumed electric energy emerged in the country that led to the shortages of financial means intended for the purchase of fuel and carrying out of repair works in the energy system. On the other hand, the mass outflow of highly qualified specialists (due to remuneration nonpayment) drastically reduced the level of equipment exploitation leading to frequent emergencies in the energy system. For longer than two years the energy system worked with unacceptably low frequency that resulted in consequences catastrophically affecting the situation in energy system. Huge amount of equipment and devices was made dysfunctional. The general technical level of energy system deteriorated.

It is possible to say that to date there is no single electric power plant in the country working with projected parameters. The situation is similar in the electric network industry as well as systemic automatics and relay protection. Huge financial resources are required to restore them.

#### 2.1.1.3. Building Energy Sector of Georgia

The reform of electric energy sector – the main natural monopoly of the country was carried out in correspondence with the general principles of economic transformation of the country and of privatization.

The reforms started with minor privatization; among 30 smaller hydroelectric power plants under Sakenergo supervision 19 were privatized in one or another form.

In the first half of 1995 the whole system of electric energy distribution was organizationally separated from united energy system and handed over to the jurisdiction of local authorities. This decision was based upon the consideration that local governance bodies with their own interests in mind would better provide unrestrained electric energy supply for population as well as whole earnings of payments for consumed electric energy, and respectively, the service of low voltage network of transmission.

In order to overcome the whole series of problems faced by electric energy sector the fundamental sector transformation and the implementation of the kind of restructuring that would provide conditions for carrying out national government policy became necessary. Restructuring targeted a division of

political and economic functions of management, a removal of state monopolies in the sector, an introduction of different forms of property, an establishment of electric energy market and competitive environment in the system of electricity production able to function efficiently in foreign markets, an attraction of foreign and domestic investments, and on that ground, a sector reanimation and modernization. To that end, under the order of the president of Georgia issued on October 5, 1995 the state committee on restructuring in the sector of electric energy and electrification was created. On the basis of “restructuring, corporatization, and privatization” project worked out by committee the order N437 of the president of Georgia was issued on July 1996 in correspondence with which at the Ministry of Economy the Electric Energy Regulatory Commission was created entitled to regulate wholesale and retail tariffs on electric energy.

The State Department Sakenergo was reorganized. On the basis of it three financially independent organizations currently managing three segments of electric energy sector – generating, transmitting-dispatching, and distributing - were established.

## 2.2. Electric Energy sector of Georgia

### 2.2.1. Electric energy sector share in GDP

As already was mentioned, condition of the electric energy sector is the one of the major factors determining economic growth. One one hand electric energy sector directly contributes in GDP of the country (See Table 2-1) and on the other hand electric power is one of the inputs for almost every kind of production.

**Table 2-1. Industrial Output (at current prices, thsd. lari)**

	1998	1999	2000	2001	2002
Basic Industry	809,4	975,1	1051,9	1080,6	1228,1
Electric power industry	301,3	368,3	378,7	376,5	411,7
Share of electric power industry	37,23	37,78	36,00	34,84	33,52

Current power production (in 2003 there was produced some 7.04 billion kWh) with the 1989 data, when Georgia separated from SU (15.8 billion kWh), the dramatic decrease in power supply (about 45%) is vivid. This is considered as one of the important factors for total decrease of national production output. According to recent BEEP Survey (Business Environment and Enterprise Performance Survey) conducted by EBRD enterprises experience on average 63 days of power outages or surges from the public grid during 2001.

### 2.2.2. Main Directions of Development

Well before the replacement of leadership in the country the conceptual framework of the development of electric energy sector was worked out. It defined the main strategic objectives of energy policy:

- Rational rehabilitation and modernization of energy sector;
- Coherent development of all segments of energy sector;

- Setting legislative, organizational, and economic conditions for domestic energy resources;
- Rational utilization of the transit capacity of regional energy resources – implementing the function of energy corridor;
- Priority development of hydro-energy sector, in the first place, towards increasing the export of pick energy;
- Transformation of the wasteful infrastructure of energy consumption into the system of economically efficient and balanced consumption;
- Utilizing resources of renewable energy;
- Introducing rational methods of production and usage of thermo-energy;
- Introducing environmentally friendly technologies into the system of energy production-consumption;
- Completion of the privatization and restructuring of energy sector branches;
- Providing political conditions for the introduction of healthy economic mechanisms in the energy sector; organizational improvement and conceptual strengthening of the system of the state management of energy sector;
- Creating reserve capacities aimed at providing sustainability and reliability of energy system in the conditions of autonomous functioning.

The principles of forming the energy corridor and regional policy are formulated too as well as the principles of energy security.

At present the new government is formulating “The Government Policy in the Energy Sector”.

## 3. Subjects of Electric Energy Sector of Georgia

### 3.1. Production

The strategic location of Georgia allows it to participate in many large-scale projects connected to the infrastructure of country energy sector and implementation of which is planned in the Caucasus region. There is an opinion that uniting Georgia with the energy systems of neighbor countries – Russia, Azerbaijan, Armenia, and Turkey – creates more viable and unified system that will largely benefit all connected energy systems. International experience shows that there are important economic and technical advantages to benefit from for all parties participating in the establishment of interconnected united energy system. To that end the modernization of the electric energy sector systems of communications and dispatching management with the purposes of reaching economic efficiency, are required.

Primarily electric energy system of Georgia uses energy produced by hydroelectric power plants worth 60% of total electricity generation. For the energy system of Georgia the latter is mostly concentrated in two regions of Georgia – North-West and South-East.



Having in mind the prospect of macro-system functioning the electric energy system of Georgia could easily be divided into two parts, mainly, into systems of Western and Eastern Georgia. This kind of division happens naturally because Western and Eastern Georgia are separated by ridge. Along with this location of sources for the generation of electric energy, their load centers and transmission infrastructure correspond to the division into Western and Eastern energy systems of Georgia as well. There are many hydroelectric power plants in west Georgia – Enguri (1,300 MW), Vardna (340 MW), Lajanuri (111 MW), Vartsikhe (184 MW), Tkibuli (80 MW), Shaori (39 MW), Rioni (48 MW), and Gumati (47 MW). The main load centers – Kutaisi and Batumi.

TbilSREPP (840 MW) and AES Mtkvari (600 MW) are located in Eastern Georgia; in Eastern Georgia there are hydroelectric power plants as well like Khrami 1 and 2 (110 MW each) and Zhinvali (130 MW). The highest load center is Tbilisi stretched on 40 km between mountainous valleys. Another important load centers are Rustavi Metallurgical Plant and Rustavi Chemical Plant Azot.

### 3.1.1. Characteristics of Existing and Prospective Thermo Electric Power Plants

In spite of high hydro-energy capacity of Georgia the shallow waters in Autumn-Winter period lead to the deficit in the basic electric energy to be covered by TEC capacities. Analysis and the results of research carried out by different international organizations shows that the increase in the specific gravity of TEC-produced electric energy in the energy balance of Georgia is required. Implementation of these recommendations will be highly important for Georgia to overcome the state of energy crisis. The research made by Georgian specialists confirms as well the necessity of increasing the TEC basic capacities.

The main characteristics of existing Georgian TEC effective 2003 are represented in the Table 3-1:

**Table 3-1. Main characteristics of existing Georgian TEC effective 2003**

Name of TEC	Defined capacity (power), MW	Actual capacity (power), MW	Production mln kWh	
			Projected	Projected
TbilSREPP	840.0	195	5040	18.8
AES Mtkvari	600.0	200	3600	614.8
TbilTEC	18,0	6	100	-
Rustavi Metallurgical Plant TEC	124,0	0		0
Kutaisi Automobile TEC	10,0	0		0
Batumi Refinery TEC	19,5	0		0
Tkvarcheli SREPP	220,0	-		-

The basic plant TbilSREPP and AES Mtkvari make considerable contribution to forming the energy balance of Georgia while the role of TbilTEC in this regard is minor. In the nearest future the works on rehabilitation and reconstruction should be directed towards improving the technical state and characteristics of these thermo-electric plants.

As is known, since 2000 the American company AES had become the owner of

TbilSREPP power blocks N9 and 10 worth 300 MW each and this part of TbilSREPP had been called “AES Mtkvari”. In 2003 the American company handed over all its property to Russian RAO “EES Russia”. At the end of 2003 the predefined capacity of 9<sup>th</sup> power block was worth 300 MW while its working power was worth 200 MW. There were periods when the energy power block worked on unjustifiable low capacity. As for the 10<sup>th</sup> energy power block it was out of order well before December 22, 2001. Even to date the party responsible for emergency has not been identified. Similarly, the further fate of the plant is not clear.

As for the first eight power blocks they are the government property. The technical condition of these blocks is extremely grave. Namely, the blocks N1 and N2 must be written off. No single block but N3, 4, and 8 does function. All blocks are condemned.

TbilTEC situated in the center of the city suffers from the same grave condition. The power blocks of this TEC have long been condemned. To provide normal functioning of TEC in the future, carrying out reconstruction and repair works is required.

Other TEC but TkvarchelSREPP cited in the Table 3-1 are institutional. The majority of them have long been dysfunctional. Restoration and reconstruction of these plants would require huge resources. It is worth noting that the prospects for restoration/reconstruction of institutional plants are questionable due to uncertainty of prospects for functioning of institutions themselves.

The fate of TkvarchelSREPP is not clear too. Due to political considerations and in terms of plant technical condition its restoration in the nearest future is quite problematic.

The list of TEC with reference to characteristics effective 2003 and after rehabilitation is represented in the Table 3-2:

**Table 3-2. List of TEC with reference to current characteristics and characteristics after rehabilitation**

Name of TEC	Actual capacity (power) effective 2003 MW	Capacity after restoration, MW	Restoration cost	
			Full, mln USD	Удельная, доллар США/кВт
TbilSREPP	195,0	840,0	120,0	186
AES Mtkvari	200,0	600,0	80	200
TbilTec	6,0	18,0	6,0	500

With making TbilTEC work not only the problem of providing the central rayons of the city with electric energy will be partly solved but the problems of heating and hot water supply intended for these rayons will be partly solved as well.

Along with rehabilitation of existing TEC it is necessary to consider issues of constructing the new and prospective TEC. Especially taking into account that one of the main reasons of energy crisis in the country is shortages in basic capacities. At the same time, as mentioned above, in the studies carried out by different international organizations the necessity to increase the share of TEC

in the general electricity generation, is proved.

However, it should be mentioned that opposite opinion does also exist. Mainly, due to the development and expansion of individual and autonomous heating system's use, urgency of new TEC installment decreases; this is particularly true having in mind that according to the calculations of the various experts, rehabilitation of the existing power generating plants will enable Georgia to satisfy predicted demand for the 2020.

Below, the Table 3-3 represents the disposition of prospective TEC on Georgian territory and their main characteristics:

**Table 3-3. Disposition of prospective TEC on Georgian territory and their main characteristics**

TEC name and location	Predefined capacity, MW	Electric energy produced, mln kWh	Tentative cost of construction	
			Full, mln USD	Specific, USD/kW
TEC (in eastern part of Tbilisi, east Georgia)	300,0	1800,0	150,0	500
TEC (Zestaphoni Ferroalloy Plant, west Georgia)	45,0		20,25	450
TkibulSREPP (Tkibuli, west Georgia)	220,0			
TEC (Kobuleti, west Georgia)	15,0		6,75	450
TEC (Meria, west Georgia)	300,0	1800,0	150,0	500

Electric energy generated to date in Georgia is not enough for full satisfaction of consumption in the country. Primarily, for reliable and uninterrupted electricity supply it is necessary to define the ways of increasing the electric energy output relying on high quality rehabilitation of existing electricity generation installations and introduction of new efficient energy technologies and building of new sources of electricity generation.

In order to overcome the energy crisis in Georgia one of the most important conditions is to increase the basic capacities. In this regard it is necessary to reconstruct TbilSREPP, and TbilTEC. It is necessary as well to build in the country TEC worth 200-250 MW working in combined cycle on the basis of modern turbo-gas devices. The TEC of this kind should be located on the territory of Georgia the way minimizing the switches of electric energy.

### 3.1.2. Characteristics of Existing and Prospective Hydroelectric Power Plants

The total predefined capacity of main 14 hydroelectric power plants of Georgia is 2,473 MW. While making energy balance and plans for optimal development of the electric energy of the country only those hydroelectric power plants were taken into account the capacity of which was worth 9 MW. The Table 3-4 represents the characteristics of these plants effective 2003:

**Table 3-4. Characteristics of hydroelectric power plants capacity of which exceeds 10MW effective 2003**

Name of HEPP	Capacity (power)	Actual capacity,	Output mln kWh
--------------	------------------	------------------	----------------

	MW	(power), MW	Projected	Actual
KhramHEPP-1	113,45	60	217,0	312,1
KhramHEPP-2	110,0	60	370,0	104,9
ZaHEPP	36,8	20	203,0	154,2
OrtachalHEPP	18,0	10	90,0	76,0
ZhinvalHEPP	130,0	60	500,0	354,3
VartsikheHEPP	184,0	67	1000,0	744,7
LajanurHEPP	111,84	27	425,0	215,4
TkibulHEPP	80,0	35	165,0	153,1
RionHEPP	48,0	32	325,0	291,1
ShaorHEPP	38,4	27	148,0	141,5
GumatHEPP	66,8	25	365,0	181,2
AtsHEPP	16,0	6	97,0	43,8
EngurHEPP	1300,0	750	4330,0	3066,5
FlowingHEPP-1	220,0	50	700,0	356,3

As is seen from the Table 3-4 in terms of the number of installed capacities and respective electric energy output the hydroelectric power plants are not evenly distributed among regions. For example, in densely populated Eastern region of the country the total predefined capacity of hydroelectric power plants is only 408.25 MW. In this regard in order to establish some balance it is required to transmit electric energy from Western to Eastern and Central regions of the country that in turn increases the losses of electric energy in ETL.

Currently the primary objective in the energy system of Georgia is to restore the HEPP worth of big and average capacities as well as repair and amplification of ETL and SS (Sub-Stations). Based on one kilowatt restoration cost assessment carrying out repair works is more cost-effective than constructing new plants. The Table 3-5 represents a list of those HEPP that need repair works in the first place:

**Table 3-5. List of HEPP in Need of Repair Works**

Name of HEPP	Capacity (power) MW	Actual capacity, MW	Restoration cost	
			Complete, m USD	Special, USD/kW
KhramHEPP-1	113,45	60	Currently conducted	
KhramHEPP-2	110,0	60	Currently conducted	
ZaHEPP	36,8	20	8	476
OrtachalHEPP	18,0	10	4	500
ZhinvalHEPP	130,0	60	50	714
VartsikheHEPP	184,0	67	Currently conducted	
LajanurHEPP	111,84	27	Currently conducted	
TkibulHEPP	80,0	35	35	778
RionHEPP	48,0	32	Currently conducted	
ShaorHEPP	38,4	27	32	281
GumatHEPP	66,8	25	12	287
AtsHEPP	16,0	6	-	
EngurHEPP	1300,0	750	110	200
FlowingHEPP-1	220,0	50	40	235

Conducting rehabilitation works for HEPP represented in the Table 3-5 is

economically advantageous (cost-effective). If EngurHEPP and FlowingHEPP are rehabilitated/restored we would get additional 720 MW for USD 150m while in order to build a new HEPP with the same predefined capacity far more resources would be required.

In order to utilize existing hydro-energy potential of Georgia along with rehabilitation of existing HEPP building of new HEPP is necessary. A list of prospective HEPP, their characteristics and name of regions in which they are supposed to be built, are represented in the Table 3-6:

**Table 3-6. A list of prospective HEPP, their characteristics and name of regions in which they are supposed to be built**

Name of HEPP and its supposed location	Predefined capacity, MW	Electric energy output, mln kWh	Tentative cost	
			Complete, mln USD	Special, USD/kW
Paravani	120,0	443,0	168,0	1400
Abuli (Ninotsminda, river Paravani)	8,5	37,0	18,0	2080
Ponichala	20,0	120,0	39,0	1940
Rustavi (river Mtkvari)	14,0	55,0	33,0	2350
Stori cascade	11,0	65,0	29,0	2600
Hadori (Akhmeta, river Alazani)	24,0	140,0	28,0	1167 построено, но запланированные мощности еще не достигнуты
Minadze (Akhalsikhe, river Mtkvari)	41,0	108,0	70,0	
Tvishi	100,0	404,0	141,0	141,0
Namakhvani	250,0	928,0	259,0	1036
Zhonet	100,0	346,0	134,0	1335
Tsageri	140,0	488,0	174,0	1240
Orbeli	80,0	270,0	100,0	
Zestaphoni cascade	118,0	610,0	136,0	1900
Dzevra	25,0	55,0	54,0	2200
Gubazeuli	80,0	327,0	84,0	2350
Hudoni	638,0	1450,0	338,0	530 строительство остановлено
Tobari	600,0	2190,0	-	-
Cheri	107,0	347,0	120,0	1401

We think that in spite of the fact that some of these HEPP look advantageous no one among them is economically attractive as long as require huge capital investments per 1 kW of predefined capacity. This consideration is confirmed with the fact that Georgia does not have excessive pick capacity (on Enguri- and other HEPPs). But the utilization of these resources is possible only in the short period of time due to the shortages in water resources. Many HEPP have extremely low electric energy output in winter when demand on electric energy is maximal.

### 3.1.3. Small HEPP and other Alternative Energy Resources

For many years Georgian scientists and experts have studied and worked out technologies of utilizing the resources of renewable energy. However, due to the energy policy focus of former Soviet Union on constructing large electric power plants working on natural gas as well as nuclear power plants, the sources of renewable energy were considered as innovations constituting interest mostly for scientists.

There are considerable geo-thermal resources in Georgia as well as resources of solar and wind energy that could be utilized efficiently. Among these three sources the wind energy has the biggest capacity from the standpoint of direct electric energy output. It also constitutes well-developed technology on the basis of which it is possible to produce tangible quantities of competitive electric energy. Geo-thermal and solar sources of energy imply the possibility of considerable reduction in the demand on electric energy for end-users.

On the basis of data to have been gathered for last 50 years in 145 meteorological stations of Georgia the possible amount of electric energy produced via energy of wind is being assessed as about 1.3 bn kWh on an annualized basis. Based on this data it is possible in Georgia to build electric power plants with the aggregate power worth up to 730 MW. The construction cost of plants in Georgia working on the energy of wind is less than USD 1,100 per 1 kW, and the cost of produced electric energy is likely to be USD 0.04 per 1 kWh depending on the volume of funding.

### 3.2. Review of the condition of electric transmission lines

Georgia has powerful electric transmission mainline (ETL) worth 500 kW crossing all the country and connecting it with Russian and Azerbaijani networks. There is also 330 kW strong line connecting Georgia with Azerbaijan and three 220 kW strong lines: the first ETL Alaverdi connects Georgia with Armenia, second ETL Adjara - with Turkey, while third ETL Salkhino - with Russia. The ETL chart of Georgia is represented on the Figure 1.

ETL performs several functions. Through ETL additional electric energy capacities are imported to establish a balance between electricity generation and consumption within country. In addition, the ETL helps to export surplus electric energy and organize parallel works with the energy systems of neighbor countries.

Currently these ETL are used insufficiently effectively. The reason being their poor technical condition caused by looting of ETL and SS, violation of recurrent repair deadlines, and frequent damages made out of different reasons.

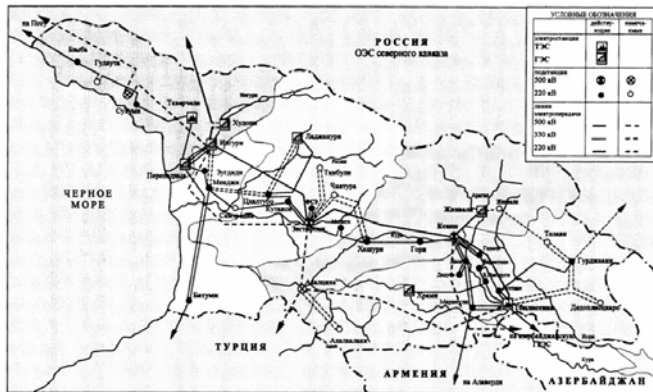
The existing computer equipment in the Center for electric energy transmission management has become obsolete. The system of communication is in poor condition too. It is possible to get real-time information only from 6 installation-units out of 34. Many communication lines are idle, and the majority of equipment is in a condition making their restoration either

impossible or disadvantageous (costly).

Based on mentioned above, it is possible to conclude that the Georgian energy system has condemned system of electric transmission with the equipment in poor technical condition. All of that results in huge losses of electric energy.

Restoring and developing ETL and SS, equipping the Center for electric energy transmission management with modern devices should promote the building of efficient regional electric networks that would require serious investments.

Picture 3-1



System of Electric Energy There are regional systems of distribution in the Georgian energy system. Tbilisi system of distribution that had been owned by American company AES has the most developed network. This company invested huge resources into modernizing the city electric network and restoring the equipment of sub-stations; it clarified the system of payment for the cost of consumed electric energy by both physical and juridical bodies. However, in 2003 the company nevertheless was forced to sell its stocks to Russian RAO EES Russia. There are all conditions for shifting to 24 hours a day electricity supply of Tbilisi city. For this purposes the company has its own sources of electricity generation (TbilSREPP power blocks NN 9 and 10 each worth 300 MW and KhramHEPP-1 and KhramHEPP-2) as well as it can purchase electric energy in the wholesale markets of Georgia or its neighbor countries like, for instance, Russia, Armenia, etc.

As for other regional systems of distribution the situation there is pretty bad. The electricity networks are looted, the sub-station equipment needs repair, the payment system for the cost of consumed electric energy is not clarified. The only way out is merging the regional systems of distribution and their privatization through attracting the foreign investors.

The United Distribution Company (UDC) was created in 2002 through merging the regional companies. The UDC is staffed with 5,000 employees, serves up to 660,000 buyers, and covers 70% of country territory (basically rural rayons). The company was in very difficult financial situation with big debt, low

payment collection for the cost of consumed electric energy that resulted in serious difficulties regarding electricity energy supply. On May 8, 2003 the Georgian government handed UDC over to the management of the group PA Consulting. The company has gradually improved its standing.

## 4. Management and Regulation

### 4.1. GNERC - Georgian National Electricity Regulatory Commission

The Georgian Law on "Electricity" was enacted on July 27, 1997, and it authorized the establishment of the independent Georgian National Electricity Regulatory Commission (GNERC), giving it full authority to issue licenses and regulate tariffs in Georgia's electricity sector. On April 30, 1999 amendments to the Law on Electricity of Georgia were adopted that added the regulation of natural gas transportation, sale, and distribution to the authority of the GNERC.

GNERC is a sole regulatory authority over the electric power industry including generation, transmission, dispatch and distribution. The main functions of the GNERC with respect to the electricity sector are as follows: устанавливать правила и требования лицензирования, как выдаются, изменяются, приостанавливаются или прекращаются лицензии генерации, передачи, диспетчеризации и распределения;

- set the rules and requirements for, and grant, modify, terminate and revoke generation, transmission, dispatch, and distribution licenses;
- set and regulate wholesale and retail tariffs for electricity generation, dispatch and distribution licensees, and between licensees and consumers;
- resolve disagreements within its jurisdiction between generation, transmission, dispatch and distribution licensees, and between licensees and consumers;
- promote competition within the electricity sector, and balance the interests of electricity generation, transmission, dispatch and distribution licensees; and,
- monitor the operation of the Georgian Wholesale Electricity Market.

The GNREC issues rules and regulations within its jurisdiction that are the normative acts within the electricity sector. Only Parliamentary laws and Presidential decrees supersede the decisions, orders, and resolutions of the GNERC.

#### Ministry of Power Engineering of Georgia

The Ministry of Power Engineering was created in 1996, which taking full political responsibility for the energy sector. On behalf of the Government of Georgia it's fully in charge of developing and implementing a consistent energy policy aimed at securing national energy supplies, ensuring energy affordability for the public and the industry, as well as environmental sustainability of the energy sector development.

Regulatory and operational functions have been handed to other bodies.

Regulations are executed Electricity Regulatory Commission. Most energy operators are national corporations and municipal utilities. Private sector and foreign capital involvement is limited.

The Ministry of Power Engineering is headed by the Minister, one First Deputy Minister and three other Deputies.

The following departments and offices are structural parts of the Ministry of Power Engineering:

- Department of Electricity
- Department of Perspective Development
- Economic Department
- Department of Reforms and International Relations
- Department of Relations with the Parliament and Lawmaking
- Mining Department
- Public Relations Department
- Informatics and New Technologies Division
- Safety Division
- Lisencing Division
- Apparatus of the minister
- Administration Department
- Chancellery
- Accounts Department

### ***Georgian Wholesale Electricity Market Formation***

#### **GWEM - Georgian Wholesale Electricity Market**

Reforms in the power sector of Georgia have resulted in more restructuring and privatisation in a shorter time period than those of any other republic in the former Soviet Union (FSU). Beginning with the passage in 1997 of the Law on Electricity, Georgia has put in place a workable legal framework for encouraging competition and attracting private investment.

The 1999 amendments to the Law on Electricity took the sector's reform a step further by authorizing creation of the Georgia Wholesale Electricity Market ("GWEM"), a membership association of sector participants whose purpose is to develop and operate a viable electricity market in Georgia.

The Georgian Wholesale Electricity Market officially commenced operations on July 1, 1999 following the participants' adoption of the Market Rules and their subsequent approval by the GNERC.

In accord with Presidential Decree #370 of 1999 on the Adoption of the Georgian Law on Electricity and Natural Gas which created the GWEM, the Ministry of Power Engineering and GNERC undertook several measures prior to July 1, 1999 to cause all energy companies to revise their charters, contracts, and settlement structures to comply with the legislation as well as to undertake

emergency measures to improve bulk power metering.

The GWEM is an association of market members, responsible for the Market's invoicing, settlement and administration of funds. GWEM's primary responsibility will be to allocate equitably what monies are received from distributors among the transmission, dispatch and generation enterprises.

The GWEM has the authority to issue wholesale load curtailment and disconnection instructions to Electrodispetcherizatsia for implementation by Electrogadatsema for non-payment or partial payment. This key issue is central to improving collections throughout the sector. It is, therefore, one of the primary reasons why the parallel Management Contracts for the GWEM and for Transmission and Dispatch have been developed and are being offered for tender.

The GWEM currently has 115 members with annual budget of about \$500,000 USD.

The GWEM currently employs approximately 61 staff.

#### **Overall Objectives**

GWEM was initiated to achieve several goals reflected in the stated objectives of the Market Rules that are to:

- Create a competitive and economically efficient wholesale electricity market;
- strengthen the entire structure of the energy sector;
- attract the necessary investment;
- develop relationships among market members;
- promote the creation of a stable electric system; and
- facilitate more reliable and fair relationships among the sector's licensees.

#### **Specific Objectives**

The specific objectives of GWEM are:

- To achieve a competitive, deregulated electricity marketplace in Georgia, under the authority of the Georgian Ministry of Power Engineering and as established by the Market Rules approved by the GNERC.
- To improve governance of the wholesale electricity spot market by collecting offers from suppliers and bids from purchasers to determine the on-the-spot market price for electricity that reflects demand across the country and by governing settlement and payment transactions which shall be objective, transparent and public.
- To establish monitoring, controlling and reporting procedures so that market participants follow what was established by the Market Rules.
- To establish computerized data bases, accounting system and other information systems such as metering, meter reading, invoicing and collecting, aimed at ensuring accurate metering, meter reading, invoicing, collections and payments for all transactions within the wholesale market.

- To establish settlement procedures aimed at:
- Determining the amounts of capacity and energy provided by generators, the amounts of capacity and energy provided to direct consumers and distribution licensees, the amounts of energy transmitted by the transmission licensees and the amounts of energy dispatched by the dispatch licensee.
- Preparing and delivering bills to distribution licensees, direct customers and other recipients of services from the GWEM.
- To establish procedures for a timely, efficient and transparent funds management, i.e., for the appropriate handling of funds received by the GWEM, including maintenance at the lowest reasonable cost of the integrity of all bank accounts created and maintained by the GWEM.
- To establish procedures aimed at ensuring consistent and timely instructions to the dispatch licensee to disconnect non-paying customers and recipients of service and to re-connect parties that have met their payment obligations.
- To establish accounting procedures consistent with IAS and an accounting reporting system aimed at ensuring timely and accurate monthly, quarterly and annual reports as may be required by an external auditor, on the market's billings, collections and disbursements and other related issues.

#### **Management-Contract**

It must be stressed that since 1 November, 2001 come into force the Management Contract between Georgia and Consortium. The Consortium consist energy company IBERDROLA Ingenieria Consultoria, OMEL and IPA. In the short-term objective of this Management Contract is to improve the financial performance and economic efficiency of Georgia's electricity sector by providing professional management services to the Wholesale Electricity Market under a five-year Management Contract in order to:

- Increase the collections in cash for invoiced services within Georgia's power market,
- Assure the full, transparent, and equitable distribution of collected revenues amongst the Market Members, and
- Promote the orderly development of the Georgian power market in accord with the Law on Electricity and Natural Gas, the Market Rules, and international trends and experience.

The achievement of these objectives will ensure the sustainability of GWEM.

---

#### **5. Legislative Basis for the Development of Regional Integration in the Area of Electric Energy Sector**

The development of regional cooperation in the area of electric energy sector essentially depends on the orientation and mutual compatibility of the legislature of regional countries. For last decade Georgia has made essential

progress though some problems have not been solved yet.

From the standpoint of international relations in energy sector it is worth noting that Georgia joined the Treaty on Energy Charter in 1995. The Charter supports the increase in liberalization and integration of energy markets.

The most serious achievement in improving the legislative basis for attracting investments into electric energy sector, including regional component of its development, is the approval of the law of Georgia "About Electric Energy Sector" (1997) later expanded as a law "About Electric Energy Sector and Natural Gas" (1999).

The law "About Electric Energy Sector and Natural Gas" introduces the institute of independent regulator of these most important natural monopolies through setting up transparent progressive framework for its functioning. The independence of regulator is provided through complete absence of its administrative subordination and with the possibility of reviewing the decisions made by regulator only via court ruling.

In line with the "Principles of Defining the Tariffs" put forward in the Article 43 of the law, the regulator is entitled to define the tariffs for all stages of electricity supply (including electric energy transmission through high voltage ETL). According to these principles the tariff should include all economically reasonable costs inflicted on licensee and a norm on returned profit from investment "that must be enough to attract investments into sector rehabilitation and development". With the latter the legislative preconditions for attracting the investments into economically efficient energy projects that could be undoubtedly added by potential regional projects, are created.

Having that in mind, unfortunately, the work on the realization of this progressive principle is still looming. Namely, the realistic method to define the profit norm mentioned above has not been created yet that already negatively affected the process of the privatization of distribution companies.

The worthy normative basis intended for the parallel functioning of Georgian energy system with the neighbor energy systems has not been still worked out. For instance, the issue still remains disputable whether to count as export-import the energy shifts between the energy systems while they are working in parallel with the end nil balance. In this regard the developments led even to make some heads of the dispatching service of Georgian energy system criminally responsible for smuggling the electric energy.

Some points of Tbilisi distribution network privatization contract hammered out between Georgian government and American corporation AES (whose legitimate heir today is RAO EES) create certain difficulties as well. In particular, this is about handing over some exclusive rights on electric energy export from Georgia to Turkey to the owner of the above mentioned distribution network that could hamper the development of healthy competition in the regional electric energy trade.

The problems listed above, however, are not crucial and most likely will be resolved in the nearest 1-2 years. In this case the progressive propositions of

Georgian legislature promoting the development of effective regional cooperation will be entirely realized.

## 6. Human Resources

### 6.1. Engineering-Technical Staff

The organized establishment of energy personnel in Georgia has begun since the construction of first hydroelectric power plants ZAHEPP, RionHEPP, KhramHEPP, etc. According to existing data just back in 1950 4,752 employees the number of which permanently increased, worked for the trust Gruzhydrenergostroi. Respectively, engineering-technical personnel emerged was taught and trained on the energy faculty of Tbilisi Technical University. The latter was established in 1930 although the training of engineers-electromechanics already started in 1922 on the poly-technical faculty of Tbilisi State University. For the term of its existence the faculty issued 20 thousand specialists, including 16 thousand engineer-electrics and engineer-electromechanics, and 3.5 thousand thermo-energy-specialists-economists.

The annual average number of employees in the thermo-energy sector of Georgia taken as sector sample for the period 1970-1998 (thousand people) is represented below:

**Table 6-1. Annual average number of employees in the thermo-energy sector of Georgia taken as sector sample for the period 1970-1998 (thousand people)**

Sector	1970	1988	1990	1995	1998
Industry as a whole			459,4	163,3	122,9
Thermo-energy sector (TES) as a whole	21,2	18,5	17,4	12,6	15,0
Electric energy sector	12,5	11,1	10,8	9,1	12,9
Fuel industry	8,7	7,4	6,6	3,5	2,1
TES share in the industry, %			3,8	7,7	12,2

### 6.2. Scientific Capacity

The energy sector of Georgia had been served for years of soviet rule by several scientific-research and project institutes (SRI) in one or another way functioning until the present time. Among them it is worth of mentioning the SRI of energy and energy constructions, search-project and scientific-research institutes Energoselproekt, Gruzgidroproekt, Neftenauchni, the Institute of Mountainous Mechanics of Georgian Academy of Sciences, several faculties of Tbilisi Technical University, etc.

The number of scientific fellows in the scientific-research institutions is gradually decreasing. For example, in 1995-200 the total number of scientific personnel in Georgia reduced from 18,063 to 14,929 i.e. by 17.4 %. About the same picture is in the energy scientific human resources.

Georgian energy scientists and designers internationally recognized and highly appreciated in the past and regarding some areas well known as leading specialists in the former Soviet Union, currently lost their clout and competitive edge. For 10 years Gruzgidroproekt and Energoselproekt have not carried out any serious research or activities. Scientific and project capacity of Georgia

existing for a while is largely not used. The grave circumstance is that the average monthly income of the employees of scientific-research and project institutes squeezed 10 and more times while the number of personnel was reduced by five and more times.

It should be noted that for last years of soviet power the average monthly income in scientific-research and project institutes exceeded USD 500.

In the long run, it could be said nevertheless that provided the scientific and project orders are made in the conditions of appropriate financial backing, the institutes mentioned above have all necessary background to participate actively in providing the energy security of the country in correspondence with the requirements of market economy.

## 7. Commercialization of the power sector

### 7.1. Restructuring of the Sector

Georgia found the first years of independence very complicated, full of contradictions and the only way out of this situation was seen in speedy implementations of the reforms. So, reform of the Power Sector has gained vital importance for the country. The main goals of the institutional reform started in the sector of fuel and energy in 1996 are technological, economic, and functional, and structural, and organizational and staff changes that have to be backed up by the government and active support from the international financial institutions.

The Ministry of Fuel and Energy was created in 1996, and it has taken over full political responsibility for the energy sector. On behalf of the government of Georgia it is fully in charge of formulating and implementing consistent energy affordability for the public and the industry, as well as environmental sustainability of energy sector developments.

In order to unbundle the vertically-integrated electricity sector into separate corporate entities, to solve financial problems and to meet increased supply shortages, Georgia launched a large-scale restructuring program starting with Presidential Decree #437, July 4, 1996 "On Restructuring of the Electricity Sector".

The assets for generation and distribution companies were transferred to individual companies with operational control turned over to incumbent management. The fifteen biggest enterprises of the generation sector were transformed into state-owned joint stock companies. Shares of these companies, together with the right to manage the shares, were transferred to the State Company "Sakenergogeneratsia" formed for these purposes.

At the first stage distribution assets were divided among 66 distribution companies and transferred to the municipal or regional government administrations for management, afterwards they were consolidated into eight regional companies. Further consolidation is currently in process, so that these assets will ultimately create a single distribution company.

The state-owned entity Sakenergo was assigned the transmission and dispatch functions. But as a result of reorganization in July 1998 Sakenergo was divided into a transmission company ("Electrogadatsema") and a dispatch and sales company (recently renamed "Dispetcherizatsia LTD") and "Sakenergo 2000," a limited liability company responsible for old debt. It is envisaged that LTD Sakenergo 2000 has to conduct debt service step-by-step by adding special portion to the tariff.

## 7.2. Privatisation

As already was mentioned, reforms began with the small scale privatisation; In 1993-1995 19 small HEPP-s out of 30 owned by "Sakenergo" were privatised in different forms. However, it can not be constituted today that the privatisation unambiguously gave positive results. Privatised HEPP-s with total capacity of 105,7MW in reality have working capacity of only 37,7MW.

Conditions of the units of the certain privatised HEPP's are given in the table below:

**Table 7-1. Conditions of Privatised HEPP-s**

Name of the HEPP	Number of units and their capacity, MW	Conditions of units
ChkhorotskuHEPP	1x2.9+1x2.45=5.35	Unit # 1 is functioning, Unit #2 is damaged
DashbashHEPP	3x0.42=1.26	#1 is functioning, #2 is in reserve, #3 is under repair
RitseulaHEPP	1x4.0+2x1.0=6.0	#1 is functioning, ## 2 and 3 are under repair
KaharethHEPP	2x1.04=2.08	never was functioning
KhertvisiHEPP	2x0.14=0.28	#1 is under repair, # 2 is functioning

With the support and recommendations of the World Bank, European Bank for Reconstruction and Development, USA, Germany and other donor countries the most important privatization process is underway. It is well known that after winning the tender American Company AES became owner of the 75 % of shares of Telasi, making Tbilisi the first capital city in the FSU to be served by a private investor-owned distribution company selected through an open, international competitive tender.

This was start of the structural reform of the distribution companies of the Power Sector of Georgia and first economical model that would have much influence on the improvement of the financial conditions of the Sector. It is worth mentioning that power consumption of the capital is 40 % of the total consumption of the country. The period passed clearly showed the positive results of the privatization of the Tbilisi distribution company and the effect is already obvious. It is to be noted that in Tbilisi districts where installation of the out door meters is already performed the collection for the consumed electricity increased significantly.

However, due to the financial difficulties and due to the several argueble issues with the government of Georgia, US company was forced to sell its shears to the Russian company RAO EES.

On February 14, 1999, the President issued Decree No. 58 "Regarding Action Program for Rehabilitation and Development of Electricity Distribution

Companies and Generation Assets," which, among other items, ordered the Ministry of State Property Management and the Ministry of Fuel and Energy to work with Merrill Lynch, the Government's financial advisor for privatisation, to prepare generation and distribution assets for privatisation.

In the continuing effort to privatise electric enterprises, the Georgian Government offered additional electric assets for sale in mid-1999. Various plans were developed to offer for sale all remaining electricity distribution companies, consolidated into two clusters, and to offer all generation plants of bigger than 15 MW installed capacity for sale (more than 50% of equity in each company) or for long-term concession (more than 25 years).

Cluster I included Khrami I and Khrami II hydro plants (with a total capacity of 223 MW), Units 9 and 10 of the Gardabani Thermal Plant (total capacity of 600 MW) and the Rustavi Distribution Company (serving about 40,000 customers). Cluster II included Rioni, Shaori, Gumati, Tkibuli and Lajanuri hydro plants (with a total capacity of 345 MW) and the Kutaisi Distribution Company (the second largest distribution company after Telasi, serving about 70,000 customers). The terms of the first cluster were negotiated with AES Silk Holdings, which purchased Khrami I and Khrami II and Gardabani Units 9 and 10 in April 2000.

8 regional distribution companies, covering about 630 000 customers were consolidated into Joint Stock "Consolidated Distribution Company of Georgia", according to the decision of the Government of Georgia and the Decree of the President of Georgia from 15.11.01 #1168.

The hydropower generation assets to be privatized consist of: Gumati, Lajanuri, Rioni, Shaori, and Tkibuli power plants. Their installed capacity ranges from 38 MW to 112 MW, totaling 345 MW.

In addition, the Kakheta distribution enterprise was privatised by a Georgian company. The Tetsi Plant, a small thermal PP with 18 MW installed capacity was purchased by Sakgazi in late 1999.

## 7.3. Management Contracts for T&D and GWEM

The improvements of the power sector from these partial privatisations have been limited, as the rest of the sector continues to suffer difficulties, especially with respect to collection of payments. In response, the Government has decided to attract international operators for a management contract to improve the efficiency of transmission network and dispatch system of Georgia, particularly the managerial accountability and financial performance of Electrogadatsema and Electrodispetcherizatsia.

The mentioned represents promotion of the reform ongoing in the sector, particularly, priority investment for improvement of the infrastructure that technically serves to the market of electricity.

For the reason of implementation of the support project of the Wholesale Electricity Market the Ministry for Fuel and Energy invited qualified company that will be operating the wholesale market for five years with the aim to



improve the economical and financial efficiency that in its turn will minimize scales of corruption. The total price of the project is US \$ 55.7 mln, including US \$ 27,4 mln to be allocated by the International Development Agency of the World Bank, the German Credit Bank for Reconstruction (KfW) will allocate US \$ 12,4 mln and the European Bank for Reconstruction and Development - 1 mln Euro.

The project envisages implementation of the following measures:

- increase of repayment for the consumed power;
- full, transparent and partial distribution of the received income among the Market members;
- technical re-equipment of the electricity transmission and dispatching sectors
- provision of development of the GWEM considering the Law of Georgia on Electricity and Natural Gas, Market Rules and the best International experience.

In order to select the management company for power dispatch and transmission and for GWEM the Tender commission was created. International Financial Corporation (IFC), Georgian government's consultant in the issues of privatisation, supported the functioning of the commission. International tender for management contracts was announced on December 16, 1999.

The table below provides the performance targets as described in the terms of reference for the T&D management contract:

**Table 7-2. Transmission & Dispatch Performance Targets**

Performance Standard	Base Year Estimated	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
Collections	29%	40%	60%	75%	85%	95%
Transmission Losses	6.64%	6.31%	5.98%	5.81%	5.65%	5.64%
Reliability	299	270	*	*	*	*
Cost of Dispatch	2.85	2.71	2.57	2.42	2.28	2.14

The Transmission & Dispatch tender had two short-listed candidates: (i) a consortium of SECOR, Manitoba, Hydro-Quebec, and SNC-Lavalin from Canada, and (ii) ESBI from Ireland. ESBI showed the lowest price and became a winner.

In addition to the transmission network and dispatch system, the power sector's collection problems have also stemmed from the performance of the wholesale market, which has often been hindered by political interference and corruption. In response, a management contract is expected to introduce international expertise that would improve two key areas: (1) GWEM's ability to reduce barter and to increase cash collection from its members, and (2) GWEM's ability to issue wholesale load curtailment and disconnection instructions to Electrodspetcherizatsia (dispatch) for implementation by Electrogadatsema (transmission) for non-payment or partial payment by GWEM's members. The terms of reference for the GWEM management

contract includes the following performance targets:

**Table 7-3. Wholesale Market Performance Targets**

Performance Standard	Base Year	Goal Year 1	Goal Year 2	Goal Year 3	Goal Year 4	Goal Year 5
Collections	29%	40%	60%	75%	85%	95%
Payments	19%	40%	60%	75%	85%	95%
Transmission in Cash	18%	60%	70%	80%	90%	95%

Bids for the tender for the management contract for GWEM have been received from two renowned international operators and as a result Spanish Company "IBERDOLA" became a winner.

## **8. Regional cooperation of South Caucasus Countries in the Area of Electric Energy**

### **8.1. Lessons of past decade**

As is known, the energy systems of South Caucasus (Azerbaijan, Armenia, Georgia) have formed as the constituent parts of united Trans-Caucasus energy system (with the united dispatching management located in Tbilisi). The Trans-Caucasus energy system in turn was a part of the united energy system of the European part of USSR (with the dispatching center in Moscow).

In 1980s, for instance, Georgia had compensated electric energy deficit at the expense of large-scale inflow of basic energy from Russia and Armenia (more than 4bn kWh per annum). On the other hand (though on a smaller scale), Georgia was supplying energy from its HEPP to its neighbors in the peak load hours. At the same time, the above-mentioned and other inter-republican energy flows were efficiently managed by united dispatching service generally providing the increase in reliability and quality of energy supply, decrease in necessary capacity reserves and considerable savings of funds for all parties involved in this cooperation.

Intra-union regional cooperation in Trans-Caucasus was provided by high voltage ETL with total capacity worth 10,000 MW. Cooperation with the neighbor countries (Turkey, Iran) was relatively poorly developed although in 1980s the qualitative changes were year-marked in this regard. For example, if prior to that a link with Turkey was made through relatively low-capacity ETL-220 kV (Batumi-Khopa), in 1980s a construction of powerful ETL-500 kV Gardabani-Akhalsikhe, Enguri-Akhalsikhe and Akhalsikhe-Kars had been projected and started.

With the collapse of Soviet Union and emergence of acute political and economic crises in all three independent countries of South Caucasus. Actually a smooth long-time cooperation entirely stopped. The energy systems of these countries degraded both economically as well as technically (this process is especially felt in Georgia).

The mutual energy supply became irregular, its scale squeezed with almost a factor and its organization ceased to require higher than the regime of bilateral

interaction management level. Meanwhile although the energy systems themselves tried to maintain existing potential of broader cooperation (for example, the energy systems sustained the idle united dispatching office in Tbilisi for almost 10 years) ultimately the plans for restoring the united management were halted.

With the beginning of the second half of 1990s in spite of unfavorable background referred above the revival of the interest to the problem of the regional integration of South Caucasus energy systems became notable this time on new, broadened international level. Along with Russia the problem attracted the interests of Turkey and western investment capital respectively reflected in the programs and projects to had been realized in the region under the auspices of US and EU technical assistance.

It could be assumed that the following moments constituted the reason for reviving the interest:

- Seeming start of stable economic growth of South Caucasus countries with respective gradual strengthening of the new institutions of public administration and improvement of the conditions of regional and internal conflict resolution;
- Fast economic growth in Turkey and respective projections about impending exploding character of demand growth on electricity;
- Planned fast establishment of oil and natural gas transit corridor in the region and respective possibility to incorporate electric energy flows too into this general scheme that, in turn, corresponded to intra-regional interests.

Among moments mentioned the main one was the prospect for both the West and Russia to use South Caucasus (Georgia, in the first place) as a launching pad for utilizing the energy market of Turkey. Other moments served only as important additional factors promoting the realization of this main goal.

The most serious confirmation of motivation referred is a project "Study of Inter-connection of the Caucasus Countries with Turkey", implemented under the auspices of TACIS program by European companies Verbundplan GmbH (Vienna) and Lahmeyer International (Frankfurt) in 1997.

The project considered in quite sufficient details the technical, organizational, and commercial conditions for establishing powerful connection of the energy systems of South Caucasus and Russia working in restored parallel regimes with Turkey through energy system of Georgia.

The project stipulates the following stages of realizing the general objective put forward:

- Detailed technical elaboration for establishing the inter-system connection;
- Continuing the rehabilitation and modernization of the energy systems of South Caucasus countries;
- Restoring the parallel functioning of the energy systems of South Caucasus countries;

- Determining the company that will provide the construction and functioning of so called "insertion of permanent current" (according to different versions, the latter could be installed either on the boarder with Turkey or on the border with Russia);
- Making contract on energy supply that will guarantee the stable use of line and allow for the return on investment.

The total cost of implementing the project on creating the electric bridge stretching from Russia to Turkey and further to Middle East are assessed on the level worth USD 170m.

It is assumed that the project implementation will allow for getting return on respective investments quite satisfactorily through:

- Long-term profit at the expense of improving the combination of hydro- and thermo-electric plants;
- Short-term profit at the expense of using the difference between daily, weekly, and monthly curves of the consumption of energy in different energy systems;
- At the expense of mutual provision of hot and cold reserve;
- At the expense of improving the conditions of trading with electric energy produced in the countries of South Caucasus.

In order to attain the declared goals the project recommends creating a private company with the participation of energy enterprises of Turkey and South Caucasus, interested private investors as well as equipment producers. As a necessary condition for successful activity of the company timely guaranteeing of making the long-term contract on energy supply is recommended.

A relatively short period of increased activity on the side of Western and Russian energy companies aimed at studying the potential of South Caucasus countries, and first of all, Georgia in the context of partial utilization of Turkish electric energy market coincided in time with exploring the project and issuing the final report. This activity stopped with the beginning of economic crisis in Turkey at the end of 1999.

Along with this main reason other circumstances played their role as well.

In particular, above-listed expectations of progress in the development of situation and within regional countries failed to materialize. Since 1998 corruption and criminal orientation of the representatives of power structures have gradually reached in Georgia (a key country of the project generally) the level actually excluding the possibility of realizing the economically effective legal projects in the country (possibly excluding some strategic projects being directly lobbied by American government).

At the same time relatively passive policies in the region pursued by democratic US administration (most openly revealed in actually complete indifference towards the violation of territorial integrity of Georgia under direct external pressure) caused serious doubts in international commercial circles regarding implementability of strategic oil and gas pipeline projects that respectively

negatively affected the assessments of good prospects for development and trade with electricity. In particular, the pessimistic assessments of the project of building the Baku-Tbilisi-Cayhan became dominant in international media. Information about the absence of projected oil and gas on the Caspian shelf was disseminated as well.

Expectations of progress in resolving the conflicts were not met too retaining tough barriers on the road towards real and effective cooperation between all countries in the region.

The situation described could be illustrated with the concrete example of relatively short-term (1997-2000) activities in Georgia of the American company Howard Energy – the only western company that went relatively far through the problem of regional electric energy integration.

Having been seriously interested in the potential of the regional integration of the transport and energy infrastructure of South Caucasus countries and Turkey, in 1997 together with Absolute-Bank the company founded in Tbilisi the joint venture Absolute Howard Energy and turned to exploring the economically effective and simultaneously vital for Georgia regional projects with the purposes of their further realization. They included reconstruction and modernization of existing and construction of needed part of Tbilisi-Akhalkalaki-Kars railway, rehabilitation and modernization of TbilSREPP (of its old power blocks), and construction of ETL Gardabani-Akhaltzikhe-Kars. The total volume of projects being worked out by Absolute Howard Energy constituted about USD 1bn.

In full correspondence with the assessment of the development of situation in Georgia since 1998 and quoted above, all Absolute Howard Energy projects (in spite of their economic efficiency and strategic advantage) were doomed for failure. Finally convinced in the latter, at the beginning of 2000 Howard Energy halted joint venture and left Georgia.

In terms of energy projects quite interesting conclusions were made regarding good prospects for rehabilitation and modernization of TbilSREPP old power blocks, especially, in combination with the construction of ETL Gardabani-Akhaltzikhe-Kars intended for exporting the electric energy from Azerbaijan and Georgia into Turkey.

It was showed that due to quite small specific investments the version of rehabilitation for the old power blocks will be winning over the version of constructing the most efficient modern power block if the price on natural gas had not reached USD 100-110 per 1,000 cubic meters (with the projected gas price in the range of USD 65-80 per 1,000 cubic meters for the good prospect period in the region). Meanwhile the sell price of electric energy produced from the rehabilitated power block would not exceed 3 cents per kWh remaining competitive in the whole region.

The version of rehabilitating the old power blocks is winning even to a bigger extent over versions of constructing new HEPP, the potential sell price of the electric energy of which constitutes 10 cents per kWh (on Khadori HEPP built with relatively cheap credit of Chinese government this price made in real

terms about 6 cents per kWh).

To date a real prospect emerged of getting considerable quantity of gas after several years (1.5bn cubic meters per annum) as a payment for transit through gas pipeline Baku-Tbilisi-Erzurum as well as of purchasing the gas from the same gas pipeline (with the quota worth 0.5bn cubic meters per annum) for relatively low price (in the range of USD 55-70 per 1,000 cubic meters). Electric energy output on modernized old power blocks of TbilSREPP with the subsequent exporting of the part of the output into Turkey could in these conditions make a basis for more efficient utilization of the sources of natural gas mentioned above on the side of Georgia.

Data on concrete projects to be worked out in the years to come and with utilizing the potential of regional integration are virtually unavailable. The only exception is different proposals for constructing the thermo-electric power plant (TEPP) on the basis of Tkibuli coal mine. As long as this kind of virtually openly corruptive proposals are quite vulnerable from the standpoint of criticism due to catastrophic inefficiency, as a rule there are attempts at making the situation tame with introducing the export of a considerable chunk of output into Turkey for relatively high price. Meanwhile, a requirement about exclusive right on export is put forward as a main precondition for making the investment.

As long as Georgia still does not have officially accepted rational energy policy, the danger of implementing projects (like already realized project of Khadori HEPP) inflicting enormous threat on the economy of country, is still remaining.

Against the backdrop of this diminishing real, healthy commercial interest to the problem of regional electric energy integration, in 2000 USAID nevertheless made an attempt to revive this process through funding the project “Regional Energy Linkages” implemented by American organization AED (Academy of Educational Development). Meanwhile, certain skepticism of project organizers caused by previous stage resulted in narrow definition of its goals (orientation of the project only on intra-regional integration of South-Caucasus countries).

The project was implemented in the form of successively organized seminars with the participation of leading local specialists (basically from Georgia and Armenia) as well as experts from the US, Russia and other countries. Foreign experts, meanwhile, concentrated their efforts on sharing the experience of integration in other countries and on analysis of the potential efficiency of the integration of energy systems of three neighbor states. At the same time under auspices of the project all participating experts carried out quite serious analytical activities.

In particular, the following activities were carried out: assessment of the condition and reserves of energy system, current and prospective evaluation of the condition of regional market of energy resources, analysis of conditions for optimizing the utilization of hydro-energy resources, projections of prices on energy resources and of demand on electric energy in the countries of region up to 2015.

The most valuable part of project results is the analysis of the potential efficiency of energy system integration that could be formed through:

- Reducing the costs on the production of electric energy and functioning of energy systems;
- Decreasing the demand in the total volume of capacity;
- Increasing the reliability of energy supply;
- Improving the efficiency of using the water reservoirs;
- Improving the conditions for energy trade;
- Decreasing the volume of energy not supplied to customers.

According to analysis made under the auspices of the project by experts Al Herman (Parsons Infrastructure & Technology) and Dr. C. K. Sarkar in the scale of the year 2000 the effect of regional cooperation would have been expressed in cost-savings worth USD 112 m. From this total sum 65m is yearmarked for Azerbaijan, 19m - for Armenia, and 28m – for Georgia (currently Azerbaijan constitutes two-thirds of total regional volume of electricity production and consumption).

The project was mainly designed to demonstrate the advantages of intra-regional integration that generally had been achieved. The project recommendations were addressed to the ministries of energy of three countries while offering the establishment of joint work group for further detailed elaboration of the different aspects of the realization of integration potential.

The project recommendations and results did not develop that in principle is connected with the same circumstances listed above (with the exception, of course, of immediate influence of economic crisis in Turkey).

The next attempt at reviving the cooperation in the electric energy sector of the countries of South Caucasus was made by German Ministry of Economic Cooperation (being represented by KFW). On November 11-12, 2002 quite representative business-seminar "Power Sector Cooperation in the Caucasus Region and Beyond" was organized in Tbilisi (with the participation of officials, representatives of financial institutions and energy companies, and experts from Azerbaijan, Armenia, Georgia, Iran, Turkey, Russia, USA, Germany, Greece, Ireland, and Norway).

The reviews and panel papers on contemporary condition of energy systems, on potential advantages of cooperation and concrete examples of the interaction of energy systems in Caucasus, as well as with Russia, Iran, and Turkey, were presented during the seminar.

In spite of meaningfulness and representation of the seminar it still failed to move beyond the examples of bilateral cooperation preventing from the development of regional cooperation.

---

## **8.2. Prospect of the Regional Integration of Energy System**

Contemporary state of the cooperation of energy systems of the countries of

South Caucasus, Russia, Turkey, and Iran reflects still insurmountable political controversies and unresolved conflicts typical for the region as such rather than economic purposefulness and common advantage of energy exchange expansion and planned movement towards complete electric energy integration. For last years this cooperation is virtually entirely reduced to Georgian energy import from Russia and Armenia during winter months and to irregular periods of parallel work of Azerbaijani and Georgian energy systems. After the privatization of Turkish electric energy sector the new commercial mechanism of returning debt to Turkey in the form of electric energy for summer time is yet to be created. As a result Georgia loses opportunity to use to its benefit the summer surplus of HEPP output. The potential for mutually beneficial exchange of pick and basic output between Georgia and Russia is not used as well, although there are all necessary conditions for that.

In spite of realities referred to, it is worth of concentrating further on quite serious changes that have happened for last years that in principle improved the conditions for expanding the regional cooperation and making real breakthrough in the future in terms of establishing broader regional electric energy cooperation.

Qualitative changes have taken place in the US approach to South Caucasus region and particularly, to Georgia for years of US republican administration governance. With its consistent lobbying the strategic project aimed at creating the energy (oil and gas) corridor turned from the status of questionable design into irreversible stage of practical implementation providing for the future the vital interest of the West in the stability of region, and first and foremost, of Azerbaijan and Georgia.

At the same time Turkey is gradually starting to recover from the consequences of economic crisis renewing the interest of Western and Russian capital back to electric energy market of this country. Meantime Russia while took subject lesson in terms of excessive politicizing of solutions to economic problems (on the example of quite expensive currently dysfunctional gas pipeline "Blue Stream" laying on the seabed of Black Sea) became more prepared to participating in economically most efficient projects. Especially that purchasing in 2003 of about quarter of electric energy sector of Georgia by RAO EES from American AES concretely puts the task in front of Russian electric energy sector to optimize interaction with electric energy sector of Georgia. In addition, joint ownership together with Georgia of 500 KW ETL Stavropol-EnguriHEPP and ETL Batumi-Khopa (Turkey) increases the potential interest of Russia in entering the Turkish market.

Potential consequences of changes that have taken place are evident. It is time to return to the strategic objective of utilizing the part of Turkish market – the major potential locomotive of the process of regional electric energy integration. Meantime, of course, it need not to wait for absolutely agreed-upon decisions while putting first the realization of concrete efficient projects with the participation of necessary number of parties. Respectively, the main efforts should be concentrated just on identifying and elaborating such projects.

There is no doubt that the realization of concrete highly efficient regional projects will become not only the most powerful engine for regional electric energy integration but additional stimulus as well for resolving the existing political problems in the region.

In any case, in the first place the task of expanding and optimizing collateral links of energy systems of region is to be solved. In particular, in the case of Georgia the primary potential of expanding the regional cooperation referred to above should be realized (exporting the summer surplus of the output of Georgian HEPP to Turkey, mutually beneficial exchange of pick and basic outputs between Georgia, Russia, Azerbaijan, and Armenia).

Successful development of bilateral links will create preconditions for identifying and elaborating the big regional electric energy projects absorbing several or all energy systems of region.

The most large-scale is expected to be a long-term project of utilizing the part of electric energy market of Turkey involving energy systems of South Caucasus and Russia. This kind of project organically includes objectives of rehabilitation, modernization, and further expansion of energy capacities and transmitting lines, while at the same time improving the conditions of satisfying the demands of internal markets especially important from the standpoint of the interests of South Caucasus countries. Georgia will get the unique opportunity of efficiently using its geographic location capacity of pick energy output. Organically fits in this large-scale project the problem of the optimal utilization of the electric energy sector of Azerbaijani gas and TEPP and NEPP of Armenia.

As was mentioned, the energy system of Georgia had been construed as a constituent part of united soviet energy system. With the collapse of Soviet Union the reliability of the electric system of Georgia drastically decreased. For last years the repair works have not been conducted in Georgia that resulted in frequent serious emergencies. Disruption of one high voltage line of electric transmission can cause a drastic change in the technical characteristics of supplied electric energy. In soviet times this kind of emergencies in Georgia could be compensated at the expense of other sources of electric energy from the neighbor republics. Changes of technical characteristics in the lines of electric transmission are not admissible for the orderly work of Armenian Nuclear Electric Power Plant (ANEPP). In the case if Georgian energy system does not work in parallel with Russian Common Russian energy system, the regulation of frequency would be virtually impossible in the Georgian energy system due to the disruption of regulator and the absence of necessary resources. Based on that the unification with the energy system of Armenia is possible only in the case of orderly work of counter-emergency and parallel systemic automatics.

From the standpoint of trilateral relations the most real, interesting, and fruitful seems to be a dialog on the topic of ANEPP. After the earthquake on December 7, 1988 under the decision made by the USSR Council of Ministers the exploitation of ANEPP was suspended. Currently the plant works, however,

there is some political pressure from the West to stop it. Not only Armenia is interested in ANEPP to be active but Georgia and Azerbaijan as well. On the one hand, the ANEPP is a most powerful generation plant and the reliability of electric systems of the three countries largely depends on its work, on the other hand, ANEPP is an environmental threat. Thus, the issue of ANEPP either being active or suspended is important for Armenia, Georgia, and Azerbaijan and, therefore, all three sides should participate in respective decision-making. Naturally, the motivation of parties is not even but the decision should be found under which the common benefits would be maximal and in the same vain the parties should compensate losses to each other.

Proposed concrete actions will create prerequisites for mutually beneficial cooperation of the South Caucasus countries' power systems/ General recommendations for the further integration are suggested in the final part of this book.

## Joint Recommendations

### 1. Special features of structural transformation on the electric power industry of South Caucasus countries

#### ***Azerbaijan Republic.***

The vertically integrated company JSC “Azerenergy” carries out the electricity production, transmission, distribution and the planning of power system development. It includes the repairing and building enterprises, R&D institutes and another subdivisions that are necessary for it. The long-term concept of Azerbaijan electric power industry development as well as the project of this industry restructuring is currently elaborated. The Decree of President of Azerbaijan Republic transformed the electric networks of Baku, Ganja, Sumgait and Ali-Bairamli, which belonged before to the city authorities, into the joint stock companies for their subsequent privatization.

In accordance with the President decree the Ministry of Fuel and Energy of Azerbaijan Republic was established in 2001.

#### ***Republic Armenia.***

The Government of Republic began in 1997-1998 to carry out the reforms in electricity industry. The following joint stock companies has been now formed as a result of restructuring vertically integrated Republican company:

- • electricity producer companies (five large and more than 20 small companies),
- • one transmission company,
- • one distribution company
- • a single wholesale buyer/seller of electricity and power,
- • operator of power system,
- • calculation center,
- • building, mounting, adjustment and other companies,
- • R&D institutes.

Republic Armenia Government began the privatization of electricity industry for attracting the investments from countries-donors and the private capital. Practically all small hydroelectric stations as well as the distribution company, the building-mounting and adjustment organizations subdivisions were privatized. The process of design organizations' privatization is carried out.

The market relations in Republic Armenia are regulated by Law “On power engineering” adopted in 2001.

#### ***Georgia.***

The separation of electricity production from its transmission and distribution was carried out at the initial stage of Georgian electric power industry reforms. Some small hydroelectric stations were privatized. The joint stock companies were created on the basis of thermal power plants and hydroelectric stations at

the second stage of reforms. The privatization of share holdings both of active power plants and those that are under construction is possible on the basis of international tender in accordance with the decision of Government.

### **1.1. Core market rules and regulatory system**

#### ***Azerbaijan Republic***

The legal regulation of economic subjects in electric power industry of Azerbaijani Republic is carried out on the basis of the following laws:

- Law "On privatization of State property of Azerbaijan Republic";
- Law "On using energy sources";
- Law "On electric power industry";
- Law "On electric and thermal power plants";
- Law "On protection of foreign investments" and others as well as
- Decrees of Azerbaijan Republic President "On privatization of the enterprises of fuelenergy complex" and "On improvement of activity and transfer to the management of regional and city distribution networks", which have a force of law.

There are the following economic subjects in electric power industry of Azerbaijan Republic:

- State electric power enterprise – unified State electric power system;
- Enterprises of power supply;
- Independent energy producers – juridical persons having the full economic and organizations independence and which are not subject to the unified State electric power system;
- Energy consumers.

#### ***Republic Armenia***

The Law “On power engineering” regulates the market relations in Republic Armenia.

The Law regulates the relations between the State bodies of Republic Armenia and economy subjects including the electricity pricing, the licensing in the area of electric power industry and the relations between electricity supplier and customer. The Law determines the area of electric power industry as a technical and organizational-legal system of economic subjects (independently on the forms of property) involved in the activity on electricity production, transmission and distribution as well on electricity import and export including:

- Electric power stations producing the electricity;
- National electric network and operative control complexes (including the central dispatching service), by means of which the transmission of electric energy (power) from the persons having a license for electricity production and

import to the persons having a license for electricity distribution and export and in the separate cases – directly to the consumers are carried out;

- Electric distribution networks, by means of which the distribution of electric energy (power) is carried out to the consumers located at the certain territory.

The supplier is obliged to deliver the electricity to each customer, which have:

a) The electric connection to electric network, which is established by normative-legal acts and corresponds to the technical conditions as well as the equipment consuming the electricity and corresponding to the active standards and safety regulations;

b) Agreement on power supply concluded with supplier pointed out the amount of consumed energy and the load curve (including the emergency conditions), the price of electricity and the order of payment for it, the methods of accounting the consumed electricity, the requirements for existence and access of accounting devices located in consumer's place.

#### ***Georgia***

The transformation in electric power industry of Georgia were begun from the Decree of President of Georgia (no. 437 adopted in July 4, 1996) «On restructuring of electric power industry, where the main goals of reforms in this industry were determined.

These goals include the necessity of rational State policy, demonopolization, unbundling of commercial activity functions, regulations as well as the stimulation of private property. The Law of Georgia «On electric power industry» came into force August 1, 1997. It determined the functions of economic subjects that are active in this industry.

### **1.2. Market opening**

#### ***Azerbaijan Republic***

The formation of electricity market opened for all groups of participants is planned in the nearest 4-5 years. The supposed relations between the economic subjects are built in the following way. The state electric power enterprise purchases the electric energy from producers on the basis of agreements and transports it by means of the HV transmission lines, carries out the operation of energy exchange with foreign countries.

The enterprise of power supply as a juridical person purchases electricity on the basis of agreements from the state electric power enterprise and the producers and sells it to consumers accordingly specifications and economic conditions. The independent energy producers that belong to State, the different branches of economy and the private organization carry out the power supply of consumers and export the excess part of energy generated by them through their own electric networks as well as through the networks of State electric power enterprise and (or) enterprises of power supply in accordance with the legislation of Azerbaijan Republic. The power supply enterprises and the independent energy producers can have any form of ownership.

### **Republic Armenia**

Accordingly to the Law “On power engineering” the market participants will be not able to choose the supplier in the transition period ( up to 2006), because the electricity distribution and sale constitute the exclusive right of Distribution company; the access to network is carried out accordingly to the article 53 of the Law “On power engineering”.

The access to network of transmission and distribution for the persons having the license on production and import is carried out in the order installed by market rules.

The persons having the license for transmission and distribution are obliged on the basis of agreements to transport and to distribute through their networks the electricity of other persons also having licenses are consumers with tariff installed by Commission, if the transmission and (or) distribution don't deteriorate the established indicators of system reliability and security of the system and correspond to the requirements of technical regulations.

Rules of Market and Network Code are in the stage of development.

### **Georgia**

The Law “On electric power industry” determines the principles of forming Georgian market. The Georgian Wholesale Electricity Market (GWEM) officially commenced operations on July 1, 1999 following the participants' adoption of the Market Rules and their subsequent approval by the Georgian National Electricity Regulatory Commission (GNERC). The GWEM is an association of market members and it is initiated to create a competitive and economically efficient wholesale electricity market.

## **1.3. Regulatory authorities**

### **Azerbaijan Republic**

There is no a special body of State power that carries out the supervision of market and has the authorities to establish the legal norms.

The corresponding bodies of executive power: Cabinet of Ministers, Ministry of Fuel and Energy, Ministry of Economic Development, State Tariff Council, are responsible for:

- Giving out the special permission for electricity production, transmission, distribution and selling;
- Conclusion of agreements giving the right for electricity transmission and distribution within the certain territory;
- Regulations of prices (tariffs) for electricity;
- Demonopolization of activity on electricity production;
- Giving out the special permission for carrying out the operations on electricity export and import;
- Realization of state control for the efficient, safe and reliable electricity production, transmission, distribution and consumption;

- Determination of general rules and standards on electricity production, transmission, distribution as well as on the safe and reliable construction of electric and thermal power facilities, conducting of control for observance of pointed general rules and standards.

A special permission for electricity production, transmission and distribution is given to the juridical and physical persons independently on the form of property in the order established by legislation by means of carrying out the tender. In the exclusive cases the special permission can be given out by the decision of corresponding body of executive power as well without carrying out the tender.

### **Republic Armenia**

The Republic Armenia's Government carries out the State policy in the area of electricity industry in the person of Republic Armenia Government and the Natural Monopolies Regulatory Commission (further – NMRC or Commission).

The regulation of electricity industry is a part of State policy, the target of which is a balancing of the interests of customers and those who have the license, creation of the equal conditions for the activity of persons having a license and assistance to formation and development of competitive markets by means of installation of the rules for functioning of electricity, heat and natural gas markets, regulated tariffs and conditions for licenses.

The basic principles of regulation are:

- carrying out the regulation by independent body within the frameworks of authorities provided by law;
- providing the transparency of regulation for the public;
- exclusion of discrimination with respect to the customers or the person (body) having license;
- balancing of interests of customers and persons carrying out the activity in the area of electricity sector;
- providing of collective (joint) adoption of Statements by the regulating body;
- limitation of the frames of regulation step by step with developing competitive market.

The main means of regulation are:

- a) licensing of activity, confirmation of license's conditions and control of their observance;
- b) for the presentation of report to regulating body – the introduction of accounts and subaccounts for the persons having the licenses accordingly to the national accounting plan and the legal acts and laws connected with book keeping;
- c) establishment of regulated tariffs;
- d) development of exemplary forms of agreements or obligatory conditions



concluded between the persons having licenses for electricity supply (rendering the services) as well as for power supply (purchase-sale) of consumers; registration of agreements concluded between the persons having the license for activity;

e) approval of rules and market propositions;

f) confirmation of legal acts by the regulating body within the frameworks of its authorities and control of their execution;

g) determination of requirements concerning the quality of servicing;

h) study of investment development programs presented by persons having the license for activity for taking into account (in full or partially) or refusal from taking into account the investments during the formation of future tariffs.

The regulation in the area of electricity sector in Republic Armenia is carried out by Natural Monopolies Regulatory Commission, which is acting on the basis of authorities granted to it by law and which is independent within these authorities.

The Commission can not be liquidated, or its authorities can not be changed without introducing the corresponding change in the law.

Commission consists of five members. President of Republic Armenia appoints the members of Commission by the presentation of prime minister of Republic Armenia by the principle of yearly rotation (the appointment of one member of NMRC each year) with five-year term of official authorities. President of Republic Armenia appoints the chairman of Commission and deputy chairman by the presentation of prime minister of Republic Armenia from the personnel of Commission.

The legal acts of Commission can be appealed in the court order. The values of tariffs installed by Commission in the court order are not subject to the appeal or change.

### **Georgia**

The Ministry of Power engineering carries out the management of electric power industry. The Ministry is fully in charge of developing and implementing a consistent energy policy. Regulations are executed by Georgian National Electricity Regulatory Commission (GNERC). The main functions of the GNERC are, to: set the rules and requirements, grant, modify, discontinue and revoke electricity generation, transmission, dispatch, distribution, import, export, as well as natural gas supply, transportation, distribution licenses; Setting and regulation of wholesale and retail tariffs for electricity generation, transmission, dispatch, distribution, import, export and consumption, as well as for natural gas supply, transportation, distribution and consumption.

## **1.4. Separation of network operation, production and supply**

### **Azerbaijan Republic**

The system of electricity production and transmission is a component of JSC "Azerenergy". The small hydroelectric stations (HES) declared as open for the privatization represent the exclusion. The distribution networks were taken out of the structure of JSC "Azerenergy" and were transferred to the private companies for the long-term management.

The agreements on electricity distribution are concluded between the corresponding body of executive power and the future power supply (distributing) body for a certain limited time, but no more than for 30 years. A person obtained the special permission on the basis agreements on electricity distribution has the following rights:

- To carry out the power supply of consumers within the territory foreseen by agreement;
- To transmit the electricity;
- To carry out the construction and operation of all power facilities foreseen in the special permission and being necessary for fulfillment of special activity.

The obligations of electricity distributor with the territory allocated for the special activity include:

- To connect consumers by their demand to the power facilities of territory foreseen by agreement and to carry out the power supply on the basis of coordinated prices, tariffs and conditions;
- To carry out all measures directed to the electricity production, receiving and transmission for the regular quantitative and qualitative satisfaction of energy demands of consumers connected to the distribution network;
- To buy on the basis of rules installed by the corresponding body of executive power the electricity generated above own demands by the different industries and consumers.

If the customer produces the electricity itself or the distributive body refuses due to some clear economic reasons (if it receives the order for transmission of small amount of energy for the comparatively long distance that demands the large expenditures and can't quickly connect the consumers of this section to the network) to connect the consumer with network, such customers can have the power supply from another enterprises that produce, transport and distribute the electric energy.

### **Republic Armenia**

As a result of restructuring the vertical-integrated State enterprises, the spheres of electricity production, transmission and distribution has been separated in Republic, the closed Joint Stock companies (CJSC) of electricity producers, transmission company and distribution company were created. The operator of power system, the calculated center, a Single buyer/seller were created for rendering the services at the wholesale market.

The electric distribution company CJSC “Armenian electric networks” was privatized at the given stage.

The electricity supply and sale were fastened up to 2005 accordingly to the Law “On power engineering” exclusively for CJSC “Armenian electric networks”.

Furthermore the wholesale and retail markets will be organized and function accordingly to the rules of market approved by Natural Monopolies Regulatory Commission of Republic Armenia.

### **Georgia**

The system of electricity transmission is separated from its production and distribution. After the fulfilled reforms the structure of electric power industry in Georgia included the following enterprises and organizations: State electric power stations, private producers of electric energy, State company of HV lines carrying out the function of electricity transmission, enterprise of electric dispatching control and distributing companies. These organizations as well as the electricity exporters and importers and the direct customers represent the subjects of wholesale electricity market formed in Georgia.

## **1.5. Pricing system**

### **Azerbaijan Republic**

The tariffs for electricity are considered by Tariff (Price) Council of Azerbaijan Republic and are approved by Cabinet of Ministers.

There are the following tariffs for electricity:

- Producer’s purchase price (tariff) for electricity;
- Wholesale price (tariff) for electricity;
- Retail price (tariff) for electricity (sold to consumers);
- Import-export price (tariff) for electricity.

Tariffs for electricity are established proceeding from the full cover of enterprise expenses for electricity production, transmission and distribution taking into account the ensuring of profitable work of enterprises and the development of electric power industry under conditions of natural growth of energy demands in the country.

The distributing body must regularly present in the corresponding body of executive power the report on the established prices and conditions.

### **Republic Armenia**

The tariffs for producers, the tariff (tariff margin) of services on transmission and distribution, the tariff for rendering the services on the wholesale market (Operator of power system, calculating center, Single buyer/seller), the tariffs of end consumption both for the level of voltage and for the time of day are published separately.

Principles of forming the regulated tariffs for electricity and payments for services presented in these spheres are the following:

- providing the compensation of the expenses for operation and maintenance, the wear of main means and depreciation of not material assets that are necessary for carrying out the licensing activity accordingly to the conditions of license;
- providing the possibility of reasonable profit;
- inclusion of expenses on servicing the well-founded credits;
- establishment of differentiated tariffs on the volumes of consumption, declared capacity, season of year, time of a day, conditions of connection, kinds of services;
- inclusion of necessary and substantiated expenses for insurance;
- inclusion of substantiated expenses that are necessary for observance of nature-protecting norms;
- inclusion of expenses on putting in prolong storage and maintenance of power plants foreseen in the program of electricity sector development approved by Republic Armenia Government;
- providing the expenses that are necessary for keeping the waste nuclear fuel and the necessary deductions in the foundation of putting the nuclear power plant out of operation;
- inclusion of substantiated technical and commercial losses;
- inclusion of substantiated and necessary other expenses foreseen by legislation.

### **Georgia**

National commission of regulations in electric power industry developed the methods of calculation and establishment of tariffs, which are based on taking into account the full cost of service carried out by electricity suppliers and which can be used for establishing tariffs on the stages: production – transmission – dispatching control - distribution.

The tariffs calculated accordingly to these methods take into account the depreciation at electric power enterprises, which is determined proceeding from reassessment of fixed assets and allows them to cover the expenses including the cost of fuel acquired by market prices, the expenditures for maintenance, the expenses for overhaul and running repair, the payment of interest as well as the credit taken as a circulating capital taking into account the expedient level of returns from capital investments. They should be sufficient for attracting the investments for purposes of restoration and development of electric power industry. The amount of returns should correspond to the factor of risk connected with the process of investment.

## **1.6. Cross-Border Transactions**

### **Azerbaijan Republic**

The export-import tariffs in the case of crossing national borders as well as the tariffs for electricity transit are established on the basis of concluded contracts with the subsequent coordination in the above-located bodies. These tariffs can

be a subject of negotiations.

Import and export of electricity are not imposed by customs duties. Only the fees for customs services are taken in the size of 0.15–0.3% from declared electricity cost.

The management of interstate transactions is carried out on the basis of bilateral intergovernmental agreements and concluded contracts.

### **Republic Armenia**

The person having a license for import of electric energy (power) has the right for import and sale of electric energy (power) accordingly to the rules of market, the conditions of license and the agreements.

The person having a license for electric energy (power) export receive the right of export accordingly to the rules of market and the conditions of licenses which this person bought from persons having the license for the production of electric energy (power) and (or) that this person produced itself. A license for the export of electric energy (power) is given only in the case of saturated inside market, when the electricity export doesn't contradict to the interests of inside market consumers.

The prices for export of electric energy (power) are not regulated.

### **Georgia**

The management of interstate transactions is carried out on the basis of interstate agreements and concluded contracts. The worthy normative basis intended for the parallel functioning of Georgian energy system with the neighbor energy systems has not been still worked out. For instance, the issue still remains disputable whether to count as export-import the energy shifts between the energy systems while they are working in parallel with the end nil balance.

## **1.7. Investments in Generation Facilities**

### **Azerbaijan Republic**

The investments in generating facilities are regulated within the frameworks of existing legislation and are protected by the propositions of Law "On protection of foreign investments".

In accordance with Law "On electric and thermal power plants" each juridical or physical person that doesn't restrict the rights of the third person has a right to construct, to reconstruct and to operate the electric power stations.

The competition of projects on construction, widening and reconstruction of electric power industry objects is carried out in accordance with Azerbaijan Republic Law "On tender". The projects of objects' construction, widening and reconstruction are presented to the competition together with their feasibility studies. The selection of projects is carried out accordingly to the State energy strategy taking into account the requirements of efficiency, reliability and safety as well as the norm on environmental protection and rational use of

energy resources.

### **Republic Armenia**

The person have a license for activity for construction or restoration of generating facilities receives the right for the construction of generating electric and (or) thermal (including CHP) power plants accordingly to the conditions of license.

The licenses are given by Natural Monopolies Regulatory Commission taking for the basis the programs of the further development of electricity sector in Republic Armenia, the necessity of efficient use of local resources and the protection of interests of inside market consumers.

The foreign investments are protected by the Republic Armenia law on foreign investments.

The procedure of granting license for the construction of generating facilities was established by Commission and was fastened in the juridical act adopted by it.

The protection of investments in the new generating facilities is secured by the corresponding laws, the license given for electricity production and sale and being a part of the license of tariffs methodology.

### **Georgia**

The investments in generating facilities are regulated within the frameworks of existing legislation. One of the priorities of the policy of the Ministry of Power Engineering is to increase the share of the private and foreign capital in the sector, to create investment friendly environment. Rehabilitation is the main priority in the power sector. Investment climate is not attractive and the vast majority of the investments have a character of foreign aid rather than commercial interest. There are only few cases of new constructions and these constructions are carried out under the special agreements with the state to provide additional guarantees for investors.

## **1.8. Electricity Transport Infrastructure**

### **Azerbaijan Republic**

Decisions on constructing new objects of transmission network are made by JSC "Azerenergy" and are finally approved by Cabinet of Ministers.

Control dispatching centre of JSC "Azerenergy" compiles the balance of electricity power. Control of the balance of power is carried out taking into account the parallel work with power systems of Russian Federation and Iran.

A central dispatching service provides the operating regime of electric power stations and HV transmission lines that are placed under the operative command of State power engineering enterprises as well as it provides the stop of equipment for repair and coordination of the parallel work with electric power enterprises of other countries.

Local dispatching service is responsible for the safe, reliable and efficient work

of electric network located at the territory controlled by it. The activity of central and local dispatching services is regulated by the special instructions.

### **Republic Armenia**

The decision on constructing new objects of transmission network is made by Electricity Transport Company after receiving the agreement for the volume of investments.

The person having a license for electricity transport receives the right for carrying out the services on the transmission of electric energy (power) on the territory of Republic Armenia and transit of electric energy (power) in the third countries through the territory of Republic Armenia. The person having a license for electricity transport is obliged to carry out its activity accordingly to the rules of market and the agreements.

The relations between persons having the license for transmission of electric energy (power), system operator and participants of market are regulated by the rules of market and the agreements.

A person having a license of power system operator receives the exclusive rights for:

- operative-technological and economic dispatching of power system;
- system planning and coordination of functions (production, import, export and transit) of power system accordingly to the concluded agreements;
- calculation of settings of protective means and control of system sense for power system, their presentation to the persons having the license and the control of their work in accordance with the conditions of license and the rules of market;
- providing the parallel work of Republic Armenia power system with the regional power systems.

The operator of power system assuming for the basis the requirements of the rules of technical regulations and cooperating with the persons having the licenses for activity develops the indicators of security and reliability of the system, which are approved by Commission and the body authorized by Republic Armenia Government.

In the processes of planning, coordination and dispatching the operator of power system provides the indicators of system security and reliability fastened in the rules of electricity market.

### **Georgia**

Georgia has powerful electric transmission mainline (ETL) worth 500 kW crossing all the country and connecting it with Russian and Azerbaijani networks. There is also 330 kW strong line connecting Georgia with Azerbaijan; three 220 kW strong lines: the first ETL Alaverdi connects Georgia with Armenia, second ETL Adjara - with Turkey, while third ETL Salkhino – with Russia; and two 110kW lines with Armenia

Currently these ETL are used insufficiently effectively. The reason being their poor technical condition caused by looting of ETL and SS, violation of recurrent

repair deadlines, and frequent damages made out of different reasons.

The existing computer equipment in the Center for electric energy transmission management has become obsolete. The system of communication is in poor condition too. Many communication lines are idle, and the majority of equipment is in a condition making their restoration either impossible or disadvantageous (costly).

Based on mentioned above, it is possible to conclude that the Georgian energy system has condemned system of electric transmission with the equipment in poor technical condition. All of that results in huge losses of electric energy.

## **1.9. Regulation of Electricity trading and supply**

### **Azerbaijan Republic**

The wholesale trade of electricity is carried out by JSC "Azerenergy". The private companies "Barmek" and "Bayva", which took the distributing networks for the longterm (25 years) management, carry out the selling of electricity to the end users.

There are no the electricity exchanges and other trading places at the present time.

### **Republic Armenia**

CJSC "Armenenergy" is currently the single wholesale buyer/seller at the inside market of electric energy and power, while CJSC "Armenian electric networks" carries out the retail sale of electricity.

The pointed procedures are approved by Commission in the structure of electricity market and are fastened by licenses given to the above mentioned companies.

As to the regime of dispatching, the following obligations are regulated by agreements:

- on powers;
- on frequency;
- on power flows.

### **Georgia**

The trade in the power sector in Georgia is carried out by the Georgian Wholesale Electricity Market (GWEM).

GWEM is a membership association of sector participants whose purpose is to develop and operate a viable electricity market in Georgia.

The objectives of GWEM are:

- Determining the amounts of capacity and energy provided by generators, the amounts of capacity and energy provided to direct consumers and distribution licensees, the amounts of energy transmitted by the transmission licensees and the amounts of energy dispatched by the dispatch licensee.

- To improve governance of the wholesale electricity spot market by collecting offers from suppliers and bids from purchasers to determine the on-the-spot market price for electricity that reflects demand across the country and by governing settlement and payment transactions which shall be objective, transparent and public.

- To establish monitoring, controlling and reporting procedures so that market participants follow what was established by the Market Rules.

The GWEM has the authority to issue wholesale load curtailment and disconnection instructions to Electrodispatcherizatsia for implementation by Electrogradatsema for non-payment or partial payment.

## **2. Recommendations :**

### **1. Agreements between countries:**

These agreements should specify:

- the basic principles of regional cooperation;
- the basic operating and planning criteria and the basic rules for the regional electric power market;
- the organization of permanent regional and national coordinator centers and their functions.

### **2. Political, and legislative areas**

#### **Regional Integration**

In the energy policy of each country, regional cooperation should appear as one of the major factors for the development of the power system. This should be acknowledged and enforced by each country.

#### **Laws and Regulations**

It is necessary to reach the compatibility between national legislation in accordance with requirements or regional power systems cooperation and integration.

A credible and clear regulatory framework, in compliance with a future competitive market should be set up in each country

### **3. Transmission**

#### **Ownership**

National policies relative to the ownership and operation of national transmission facilities as well as to the bulk regional interconnection links should be clearly defined and harmonized.

#### **Electricity wheeling**

Each country should commit itself to allow the wheeling of capacity and/or energy through its system, provided it is technically and economically feasible.

A distinction between different priority levels as well as different wheeling charges should be established.

#### **Open access**

Policies of open access to the transmission network for use by all generators on a nondiscriminatory basis should be established, taking into account the requirements relative to the electricity market.

### **4. Environmental impact**

A regional approach addressing environmental issues should be set up:

- To create and update a set of rules, criteria, guidelines and regulations to be applied by each country
- To strengthen national environmental institutions
- To incorporate environmental issues in national and regional planning

### **5. Technical area**

#### **Planning**

It is necessary to create:

- A simplified master plan.
- A flexible regional generation and transmission master plan (to be updated every 2-3 years) determining the least-cost scenario.

#### **Operating**

The following list should be ensured:

- definition of data to be gathered at a regional level;
- definition of operating criteria;
- procedures for routine and emergency operation;
- reliability standards;
- implementation and use of ancillary services
- lines protection coordination;
- procedures for outages analysis.

It is appropriate to set up a regional coordination center implementing the following responsibilities and functions:

- to establish a central data base including information about outages;
- to analyze outages affecting regional operation;
- to perform operational planning studies at the regional level to identify possible constraints in normal and deteriorated situations, transfer limits on interconnection lines, wheeling limits through countries, reliability or stability problems;
- to continuously monitor and coordinate the routine, degraded, emergency operation of the regional interconnected power system, implementation and use of ancillary services, lines protection system performance, compliance of the national control centers operation with the regional requirements and reliability standards;
- to coordinate, monitor and disseminate the generation and transmission maintenance schedules.

## **6. Commercial and financial**

### **Transmission pricing**

It is necessary to introduce in each country a mechanism for calculation of transmission prices which will reflect the fixed and variable costs of transmission. The prices should be compatible among the countries, transparent and nondiscriminatory in order to provide a firm basis for investors interested in the development of transmission and generation facilities, and for operation of the regional interconnected network.

Transmission prices and priority to wheel should be determined to make open access fully effective.

### **Generation tariff**

It is desirable to introduce in each country a mechanism of calculation of generation tariffs, based on two parts: one part relative to the capacity available and the corresponding fixed costs, and another part relative to the actual energy supplied and the variable energy costs.

### **Taxes and royalties**

Each country should review and ensure the compatibility of taxes and royalties policy.

### **Ancillary services**

It is necessary to develop procedures for payment of ancillary services that should be compatible among countries.

### **Valuation of capacity and energy settlement of payments**

Parties should establish procedures compatible with regional requirements for valuation of capacity and energy, metering, billing and settlements.

### **Existing contacts**

It is necessary to assess how existing contracts could be accommodated within the new institutional and commercial framework.

### **Investments**

Actions should be taken by the countries and coordinated at the regional level to facilitate and promote private investments, particularly by mitigating risks supported by investors:

- to outcome market entry barriers;
- to establish clear policy relative to regulatory framework, pricing mechanism, taxes and royalties, convertibility of currency and open access to regional transmission network;
- to develop a clear process for construction;
- to address environmental issues;
- to allocate risks allocation;

- to establish guidelines, procedures, models for project definition, business plan, risk analysis, financial and operation structure definition, commitments, contractual agreements.

### **Financial support**

Contacts should be made with multilateral and bilateral financing institutions with the objective of assessing their co-financing and their guarantee capabilities in order to catalyze private investment.

## **7. Other actions**

### **Training**

A training program should be established for the staff working in the different areas of power system cooperation. The operators of the regional power system should be the first to benefit from training.



### **International Center for Human Development / Armenia**

The International Center for Human Development is an independent research and public policy institution, a think tank, which pays close attention to research as it attempts to develop a unique vision of the main problems facing economic development and social safety. The Center's interests include:

- civil society strengthening;
- regional integration and globalization issues;
- social sector and poverty alleviation;
- governance and public sector reforms;
- free market institutions development;
- assistance to local governance;
- environmental issues;
- cultural promotion, etc.

The Center is aimed to support strengthening the democratic mechanisms and fostering free market values.

---



### **Organizational & Technical Development Society / Azerbaijan**

The association of Organizational and Technical Development is established with the support of "Eurasia USAID" foundation in the result of winning the competition on "The Foundation of Business Association" in 2000. The Association reorganized to a Think-Tank designed to conduct economic and socio-political surveys in respect to the development of independent Azerbaijan, the South Caucasus Region and the ways of economic integration. The Association is collaborating with leading international donors and the Government of the Republic of Azerbaijan. The Association implemented more than 40 grand projects during its activity.

---



### **The Strategic Research Institute**

The Strategic Research Institute (SRI) is the independent think tank for policy analysis and development with mission to support the processes of conceptual and organizational development of new social system and sovereign statehood building in Georgia.

SRI Supports the policy-making processes in all branches of government, political and social organizations to bring about significant policy and institutional changes, covering the issues of:

- Development Policy, Social policy, Economic policy;
- Analysis of conceptual and organizational problems of governance;

- Change management and organizational development in state administration, social and economic institutions;
- Capacity building for policy management;
- Analytical support and facilitation of Business – Government – Civil Society dialogue processes;
- Training programs development on public policy management.