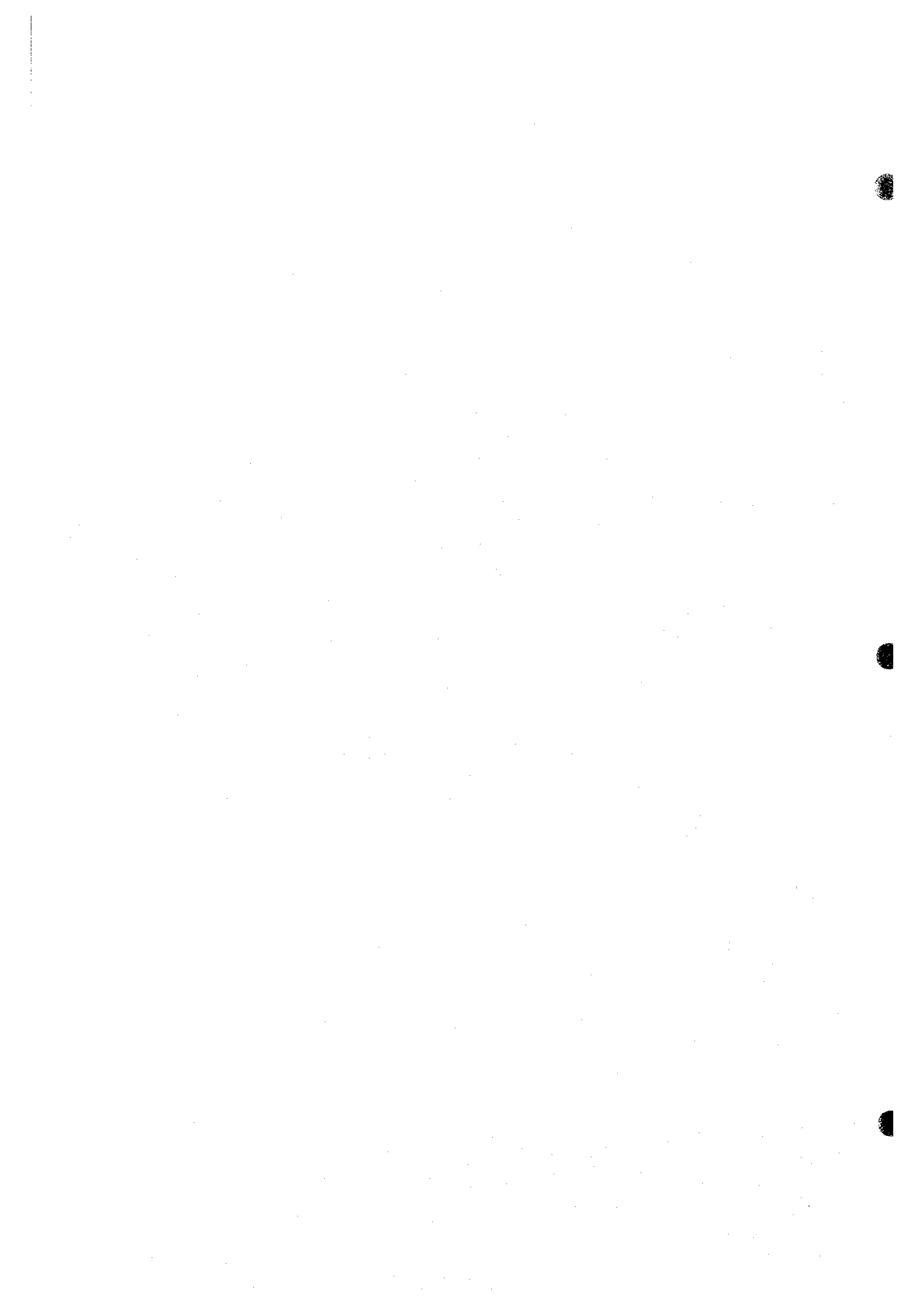


Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
 Изучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электроснабжения Города Баку

Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НППОН КОЭИ и KRI Интернешнл Корп.	

Figure / Схема 1.2.1-1
 Title / Название Рисунка
 Структура Правительства



Приложение I.2.3-1 Цели и вопросы Энергетического Сектора подготовленные ТАСИС

Наименования	Цели	Сфера интересов/ вопросы
Вложения	<ul style="list-style-type: none"> - благоприятные условия для безопасного инвестирования иностранного капитала в нефтяной и газовый сектор - развитие энергетической инфраструктуры, отвечающей требованиям промышленности после ее оживления - избежать неправильное размещение первоначального капитала 	<ul style="list-style-type: none"> - не уплата счетов за электроэнергию - ценовая политика - электро предприятия должны иметь доход, чтобы привлечь новые инвестиции - электро предприятия должны уметь составлять инвестиционные планы - в каких секторах требуется иностранные инвестиции.
Цены	<ul style="list-style-type: none"> - покрывать стоимость - финансировать часть инвестиции - вознаграждение имущества (по отношению к инвестициям) 	<ul style="list-style-type: none"> - отвечают ли они экономической стоимости? - социальный взрыв при возрастании цен на электроэнергию - структура ценовых субсидий
Налоги	<ul style="list-style-type: none"> - обеспечивать доход государству 	<ul style="list-style-type: none"> - вырабатывают ли электрические предприятия финансовые доходы?
Конкуренция	<ul style="list-style-type: none"> - цены должны включать реальную стоимость , чтобы дать потребителям правильное значение в выборе оптимальных экономических вариантов 	<ul style="list-style-type: none"> - детальная оценка транспортировки энергии в отдаленные места
Торговля и транзит	<ul style="list-style-type: none"> - расширение использование газа и максимально увеличить добычу нефти на экспорт - использовать географическое преимущество в расположении с целью улучшения торговли энергией (или транзита) 	<ul style="list-style-type: none"> - экспорт электричества - экспорт нефтяных продуктов - экспорт газа - система транспортировки нефти и газа
Эффективность энергии	<ul style="list-style-type: none"> - поощрять более эффективное использование топлива и энергии (для транзита) 	<ul style="list-style-type: none"> - сокращение потерь в транспортировке и распределении - растраты топлива и энергии
Аспекты окружающей среды	<ul style="list-style-type: none"> - улучшать гражданское сознание - гарантировать длительное развитие и исследовательские операции по изучению окружающей среды - усиление контролирующей власти в государственных органах 	<ul style="list-style-type: none"> - осуществление исследований природных технологий - какой урон окружающей среде нанесет использование дополнительного потенциала гидроэнергии и энергии ветра - активная защита лесов и предотвращение возгорания деревьев в результате сильной жары
Структура стабилизации	<ul style="list-style-type: none"> - адаптировать законодательную структуру для имеющихся потребностей страны 	<ul style="list-style-type: none"> - как может быть структура стабилизации выполнена

Приложение 2.4-1 Площадь, население и плотность населения в городе Баку в 1989 и 1999 гг.

Район	Площадь (км ²)	Население Баку			Плотность населения (чел/км)	Количество семей (в тысячах)
		1989 (в тысячах)	1998 (в тысячах)	Прирост (%)		
(Исучасмая территория)						
1. Сабаил	28.1	88.2	74.3	(15.8)	2,644	18.6
2. Ясамал	16.4	218.7	221.5	1.3	13,506	55.4
3. Насими	9.8	216.8	195.8	(9.7)	19,980	49.0
4. Нариманов	24.4	171.7	147.9	(13.9)	6,061	37.0
5. Низами	19.6	170.2	159.1	(6.5)	8,117	39.8
6. Хатаи	31.6	224.9	215.5	(4.2)	6,820	53.9
Всего	129.9	1,090.5	1,014.1	(7.0)	7,807	253.5
	6%	64%	57%			
(Вне изучасмой территории)						
7. Гарадаг	1,083.7	84.5	94.3	11.6	87	23.6
8. Бинагади	161.5	99.8	209.3	109.7	1,296	52.3
9. Сабунчи	244.3	191.9	188.6	(1.7)	772	47.2
10. Азизбеков	395.7	112.0	116.5	4.0	294	29.1
11. Сураханы	122.0	127.2	165.8	30.3	1,359	41.5
Всего	2,007.2	615.4	774.5	25.9	386	193.6
	94%	36%	43%			
Итого	2,137.10	1,705.90	1,788.6	4.8	837	447.2

Источник: Статистическое управление города Баку

Примечание: Количество семей подсчитано из расчета четырех человек в семье

Приложение I.2.4-2 Количество беженцев и временных переселенцев в городе Баку по районам по состоянию на июль 1999

Район	Беженцы				Количество временных переселенцев			
	Количество семей	Количество людей	Процентное выражение (%)	Количество членов семьи	Количество семей	Количество людей	Процентное выражение (%)	Количество членов семьи
(Исследуемая территория)								
1. Сабаил	850	4,631	5.2	5.4	1,742	6,736	5.1	3.9
2. Ясамал	319	1,238	1.4	3.9	3,632	14,538	10.9	4.0
3. Насими	3,726	14,476	16.1	3.9	2,802	11,449	8.6	4.1
4. Нариманов	2,420	17,160	19.1	7.1	3,252	1,114	0.8	0.3
5. Низами	1,540	7,364	8.2	4.8	3,520	12,777	9.6	3.6
6. Хатаи	2,245	10,232	11.4	4.6	3,899	14,746	11.1	3.8
Всего	11,100	55,101	61.4	5.0	18,847	61,360	46.1	3.3
(Вне исследуемой территории)								
7. Гарадаг	459	2,400	2.7	5.2	2,463	8,858	6.7	3.6
8. Бинагади	2,768	15,577	17.4	5.6	5,565	22,078	16.6	4.0
9. Сабунчи	1,636	8,320	9.3	5.1	4,028	16,025	12.0	4.0
10. Азизбеков	343	1,736	1.9	5.1	2,960	11,974	9.0	4.0
11. Сураханы	1,136	6,588	7.3	5.8	3,093	12,735	9.6	4.1
Всего	6,342	34,621	38.6	5.5	18,109	71,670	53.9	4.0
Итого	17,442	89,722	100.0	5.1	36,956	133,030	100.0	3.6

Источник: Социально-экономическая ситуация в г Баку в 1999 г. Статистическое управление г Баку

Приложение I.2.4-3 Промышленное производство г Баку по районам в первой половине 1999 года

Район	Стоимость производства (в млн. Манат)	Процентное выражение
(Исучаемая территория)		
1. Сабанл	639,500	20.3
2. Ясамал	69,903	2.2
3. Насими	59,284	1.9
4. Нариманов	100,279	3.2
5. Низами	502,298	15.9
6. Хатаи	612,402	19.4
Всего	1,983,666	62.9
(Вне изучаемой территории)		
7. Гарадаг	282,069	8.9
8. Бишагади	65,843	2.1
9. Сабунчи	78,039	2.5
10. Азизбеков	582,955	18.5
11. Сураханы	160,974	5.1
Всего	1,169,880	37.1
Итого	3,153,546	100.0

Источник: Социально-экономическая ситуация в г Баку в 1999 г. Статистическое управление г Баку

Наблюдение:

Самыми большими промышленными районами на изучаемой территории являются Сабанл, Низами и Хатаи, а вне изучаемой территории – самым большим является Азизбековский район.

Приложение 1.2.4-4 Количество инвестиций в городе Баку по районам на первую половину 1999 года

Район	Все инвестиции				Строительство и установка			
	Количество инвестиций (в млн. манат)			Процентное выражение (%)	Количество инвестиций (в млн. манат)			Процентное выражение (%)
	Государст- венные инвестиции	Частные инвестиции	Итого		Государст- венные инвестиции	Частные инвестиции	Итого	
(Исследуемая территория)								
1. Сабаил	256	943,456	943,712	72.1	0	532,879	532,879	78.0
2. Ясамал	0	87,511	87,511	6.7	0	38,916	38,916	5.7
3. Насими	0	8,402	8,402	0.6	0	8,162	8,162	1.2
4. Нариманов	0	4,000	4,000	0.3	0	3,500	3,500	0.5
5. Низами	0	39,093	39,093	3.0	0	15,913	15,913	2.3
6. Хатан	0	25,007	25,007	1.9	0	21,393	21,393	3.1
Всего	256	1,107,469	1,107,725	84.6	0	620,763	620,763	90.8
(Вне исследуемой территории)								
7. Гарадаг	0	33,645	33,645	2.6	0	14,017	14,017	2.1
8. Бинагади	0	2,970	2,970	0.2	0	1,452	1,452	0.2
9. Сабунчи	0	4,972	4,972	0.4	0	2,195	2,195	0.3
10. Азизбеков	0	127,482	127,482	9.7	0	34,874	34,874	5.1
11. Сураханы	0	32,416	32,416	2.5	0	10,305	10,305	1.5
Всего	0	201,485	201,485	15.4	0	62,843	62,843	9.2
Итого	256	1,308,954	1,309,210	100.0	0	683,606	683,606	100.0

Источник: Социально-экономическая ситуация в г. Баку в 1999 г. Статистическое управление г. Баку

Наблюдение:

Самым большим районом по вложенным инвестициям на исследуемой территории является Сабаил.

За ним, с большим отрывом следует Азизбековский район.

ГЛАВА 3

ТЕКУЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ

Глава 3 ТЕКУЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ

3.1 Общие положения

Азербээнерджи, акционерная компания, 100% акций которой принадлежат Правительству Азербайджана, является монополистическим оператором энергоснабжения в стране, включая производство, передачу и распределение энергии. Азербээнерджи также обеспечивает паром и теплом, вырабатываемым теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), заводы и местные отопительные организации. Азербээнерджи занимается следующей деятельностью:

- (а) Подготовка планов развития производства, передачи и распределения энергии
- (б) Разработка, эксплуатация и техническое обслуживание энергетических технических средств
- (в) Содействие эффективному использованию энергии коммерческими, промышленными, транспортными, сельскохозяйственными потребителями и населением.

Три города - Баку, Сумгаит и Гянджа - приобретают энергию у Азербээнерджи и распределяют ее среди потребителей. В этих городах действует двойная система распределения энергии, по которой энергия распределяется непосредственно Азербээнерджи крупным потребителям, особенно большим заводам, в то время как остальная энергия распределяется исполнительной властью городов.¹

На Рисунке I.3.1-1 показана организационная структура Азербээнерджи. Для эксплуатации и техобслуживания системы энергоснабжения и сбыта электроэнергии вся страна поделена на 6 блоков, и 56 зон эксплуатации и сбыта с отделением, именуемым Предприятием электрических и тепловых сетей. Каждое отделение отвечает за эксплуатацию и обслуживание линий передач, подстанций и распределительных сетей, измерения, представление счетов и сборам в пределах своей юрисдикции. Техническое обслуживание, за которое отвечает каждое отделение, включает контроль, выявление аварий, осмотр и ремонт. Планирование, проектирование и строительство средств энергоснабжения находятся в компетенции главной конторы.

3.2 Объекты энергоснабжения

3.2.1 Объекты выработки энергии

Объем производства энергии в Азербайджане составляет 5071 МВт, из которых 4224 МВт производят

¹ Как объяснено в разделе 1.5, Указом Президента от 14 июня 2000 г. все распределительные сооружения напряжением до 35 кВ в г.Баку, ранее принадлежавшие Азербээнерджи, были переданы А/О БаГЭС и упомянутая выше двойственная система распределения электроэнергии сейчас отменена.

тепловые электростанции и 847 МВт - гидроэлектростанции. Существуют 3 типа электростанций: тепловые электростанции и ТЭЦ, использующие в качестве топлива газ и мазут, и гидроэлектростанции. Тепловые электростанции включают АзГРЭС, Али-Байрамлинскую и Северную электростанции. Имеются 4 ТЭЦ: Баку-1, Баку-2, Сумгаит-1 и Сумгаит-2. Основные гидроэлектростанции - Шамкирская, Мингечаурская, Варваринская и Тергерская вдоль Куры, крупнейшей реки в Азербайджане, и Араксинская гидроэлектростанция на реке Аракс (см. Приложение I.3.2-2). Для ирригационных нужд по руслу рек в разных местах установлено несколько гидроэлектростанций. Вместе с тем, Тергерская гидроэлектростанция в настоящее время контролируется Арменией. ТЭЦ мощностью 71 МВт в Гяндже, не указанная в Приложении I.3.2-1, была продана британской компании в 1995 г. вместе с крупнейшим алюминиевым заводом страны и с 1996 г. не снабжает страну электричеством.

Таблица I.3.2-1 Электростанции в Азербайджане

Тип	Количество электростанций	Общая установленная мощность	Эффективная мощность
ТЭС	3	3650 МВт	3010 МВт
ТЭЦ	4	574 МВт	256 МВт
Промежут. итог	(7)	(4224 МВт)	(3266 МВт)
ГЭС	11	847 МВт	509 МВт
Итого	18	5071 МВт	3775 МВт

(Источник: Азерэнерджи)

Проблема электростанций Азербайджана заключается в том, что они уже намного переработали свой срок службы, за исключением тепловой электростанции АзГРЭС, имеющей наибольшую мощность производства энергии в Азербайджане. Эта проблема особенно актуальна для тепловых электростанций, которые всегда подвергаются сильному воздействию температуры. Срок службы устаревшего оборудования, кроме того, сокращается ввиду неправильной и неточной эксплуатации и обслуживания по причине нехватки финансирования и запасных частей. Это выразилось в падении теплового кпд. Устаревшие тепловые электростанции потребляют вдвое больше топлива (0,4 кг топлива на кВт-ч в 1998 г.), нежели электростанции с применением последних технологий. Они не снабжены устройством удаления выбросов дыма/SO₂, вызывающих экологические проблемы.

Гидроэлектростанции не подвержены воздействию температуры, как тепловые электростанции, и более долговечны. Гидроэнергетика все еще играет важную роль в производстве энергии в Азербайджане. В настоящее время ведется строительство Еникандской ГЭС при финансовом содействии ЕБРР (завершение проекта намечено на 2000 г.). Старейшая Мингечаурская гидроэлектростанция мощностью 360 МВт в настоящее время восстанавливается за счет финансовой помощи от Всемирного Банка и ЕБРР, идет замена старой гидротурбины и генераторов с целью повышения мощности.

Кроме того, на электростанции Северная (введена в эксплуатацию в 1954 г., на данный момент работает только 7-й блок), ведется работа по возведению энергоблока с парогазовым циклом (400 МВт) за счет финансовой помощи от японского правительства.

3.2.2 Линии электропередач

Система линий электропередач в Азербайджане была создана как часть Транскавказской Объединенной Системы, входившей в Европейскую Систему СССР. Система связана с Российской Системой посредством линий 500 кВ и 330 кВ и функционирует по всей протяженности, за исключением Армении. На Рисунке I.3-2.1 представлен общий вид Транскавказской Объединенной Системы, включающей Азербайджан, Грузию и Армению. Как видно из Рисунка I.3.2-1, Апшеронский п-ов, центр энергетического спроса, расположен на конце Транскавказской Объединенной Системы. Распределительная сеть в Азербайджане не формулируется вокруг Апшеронского п-ва с Баку.

Существующая система линий электропередач состоит из магистральной линии электропередачи 500 кВ Транскавказской Объединенной Системы, и линий 330 кВ, 220 кВ и 110 кВ. Передаваемая мощность обслуживается для удовлетворения потребности, но потери при передаче высоки. Считается, что высокий уровень потерь вытекает из большого расстояния между электростанциями и зонами потребления. В Таблице I.3.2-2 показана длина линий электропередач, классифицированных по напряжению.

Таблица I.3.2-2 Длина линий электропередач с разбивкой по величине напряжения

Напряжение	Длина (цепь-км)
500 кВ	694
330 кВ	1025
220 кВ	1210
110 кВ	4770

(Источник: Азербэнеджи)

Подстанции включают 1 подстанцию 500 кВ, 5 подстанций 330 кВ, 8 подстанций 220 кВ и 175 подстанций 110 кВ. Энергоснабжение потребителей производится посредством подстанций 110 кВ, 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ и 6 кВ. По линии 110 кВ и выше электроэнергия потребителям не подается. Мощность трансформаторов 800 МВА для 500/220 кВ, 1915 МВА для 330/220-110 кВ и 3001 МВА для 220/110 кВ.

3.2.3 Распределительная сеть

Распределительная сеть высокого напряжения состоит из линий 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ и 6 кВ. Распределительная сеть низкого напряжения составлена линиями 380/220 В. В Таблице I.3.2-3

представлена длина линий в зависимости от напряжения. Подстанции включают 620 подстанций 35 кВ и 17500 подстанций 6-20 кВ. Нижеприведенные данные не включают распределительные линии, контролируемые тремя городами - Баку, Сумгаитом и Гянджой.

Таблица I.3.2-3 Длина распределительных линий с разбивкой по величине напряжения

Напряжение	Длина (км)
35 кВ	6300
6-20 кВ	38100
Низковольтные	58600

(Источник: Азербэнеджи и отчет ТАСИС)

3.2.4 Управление системой

Азербэнеджи разделяет управление энергоснабжением Азербайджана на 6 предприятий и 56 сетевых районов, и далее реализует электроэнергию и осуществляет эксплуатацию и обслуживание соответствующих технических средств по каждому компоненту. Центры управления распределением нагрузки основаны согласно предприятиям и сетевым районам. Национальный Центр Управления Распределением Нагрузки (НЦУРН) находится в главном здании Азербэнеджи. НЦУРН главным образом управляет системами 500 кВ, 330 кВ и 220 кВ, а также выполняет такие функции, как подготовка и порядок планов выработки, координацию объединения энергосистем с соседними странами, контроль частоты в сети, наблюдение и управление главной системой электропередач. Объединенные Центры Диспетчерской Службы (ОЦДС) организованы на каждом из 6 предприятий, а Региональные Диспетчерские Службы (РДС) учреждены в каждом отделении. Они, в основном, управляют системами 110 кВ и менее в каждой зоне снабжения. На территории Баку, Центральная Электрическая Сеть (ЦЭС) и Апшеронская Электрическая Сеть (АЭС) занимаются энергоснабжением и контролируют свою систему с помощью каждой РДС.

Оборудование НЦУРН состоит из графической панели, диспетчерского пульта и телекоммуникационного оборудования. Главные электростанции страны, а также линии электропередач 500 кВ, 330 кВ и 220 кВ (частично 110 кВ) показаны и классифицированы цветовым кодом на мозаичных блоках графической панели. Индикаторы выключателей также показаны на панели. Их проводка, однако, имеет недостатки, некоторые из них неисправны по причине нехватки запасных частей и не функционируют. Индикаторы положения разомкнуто/замкнуто выключателей переключаются вручную диспетчерами нагрузки посредством телефонных или радиопереговоров с каждой электростанцией или подстанцией. Хотя на диспетчерском столе установлен компьютер, он используется только для сохранения рабочих записей, но не для управления системой.

3.3 Энергетический баланс

3.3.1 Энергоснабжение

(1) Максимальная пиковая нагрузка и кривая нагрузки

Максимальная пиковая нагрузка в Азербайджане была зарегистрирована в 19:00 18 декабря 1998 г. на уровне 3452 МВт, на 3,0% выше, чем пиковая нагрузка 3350 МВт в 1997 г. (пиковая нагрузка в 1999 г. составила 3536 МВт, увеличение на 2,4%). Максимальная пиковая потребность была на 2660 МВт обеспечена тепловыми электростанциями, на 185 МВт – ТЭЦ, на 185 МВт – ГЭС (всего 3115 МВт), а недостающие 337 МВт были импортированы из соседних стран. При максимальной пиковой потребности импорт из Турции, Ирана и Дагестана составил 37 МВт, 40 МВт и 260 МВт соответственно. В тот день энергия из Грузии не импортировалась. Энергия, выработанная Араксинской ГЭС, и энергия, импортированная из Турции и Ирана, была подана в Нахичеванскую Автономную Республику, территориально отделенную от Азербайджана вследствие оккупации Арменией. За исключением этой части, пиковая нагрузка распределительной сети Азербайджана в 1998 г. была 3352 МВт.

Как объясняется в разделе 3.2.1, установленная мощность выработки энергии составляет 5071 МВт. С учетом только установленной мощности, резервная мощность при вышеупомянутой пиковой нагрузке равна 46,9%. Однако, мощность выработки электроэнергии снижается ввиду устаревания оборудования и несоответствующего технического обслуживания. Помимо этого, пиковая потребность в Азербайджане имеет место зимой, когда мощность выработки энергии ГЭС падает, т.к. уровень воды снижается, и приток воды в водохранилища уменьшается. Эффективная мощность выработки энергии зимой 3700 МВт. Результирующая резервная мощность 7,2%, без учета капремонта и аварийного простоя, очень мала. В таких условиях сложно поддерживать стабильное функционирование системы без зависимости от внешнего источника энергии.

Энергоснабжение и энергопотребление в Азербайджане регулируется путем импорта энергии из соседних стран в вечерние часы пик и экспортом энергии в них в период меньшей нагрузки. С помощью такого регулирования общее производство энергии в зимнее время поддерживается ниже 3200 МВт, что позволяет совладать с внезапным увеличением нагрузки и повреждениями на электростанциях и в межсистемных линиях. На Рисунке I.3.3-1 представлены кривая дневной нагрузки и кривая продолжительности дневной нагрузки в день максимальной пиковой нагрузки, которая показывает состояние энергоснабжения, включая энергообмен с соседними странами. Как показано на рисунке, тепловые электростанции, включая ТЭЦ, эксплуатируются на ровном уровне, а работа ГЭС регулируется в соответствии с колебаниями нагрузки в пределах имеющихся количеств воды. Затем выработка, избыточная по сравнению с фактическим потреблением, экспортируется в Дагестан, а недостающая энергия импортируется.

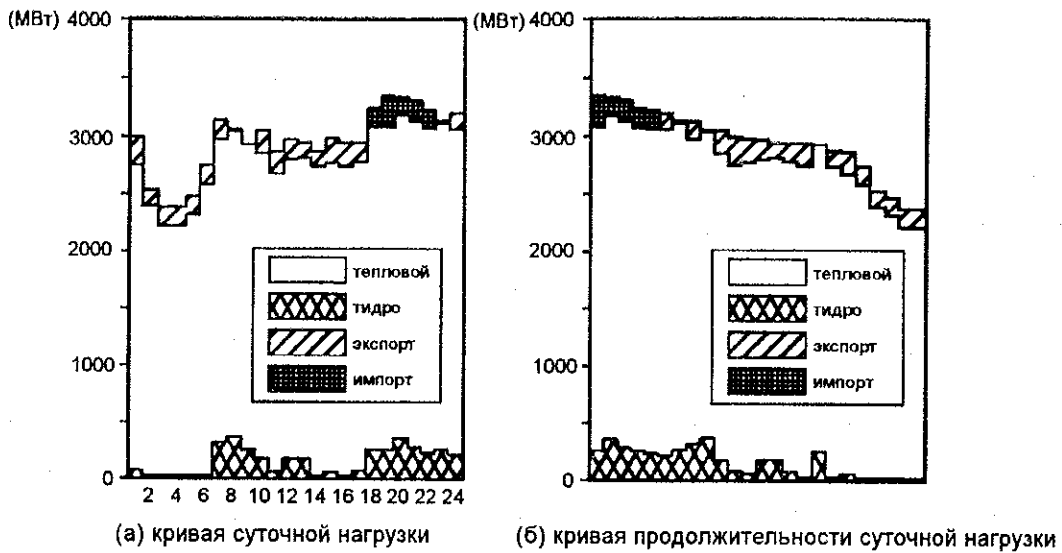


Рисунок 1.3.3-1 Кривые суточной нагрузки в день максимальной пиковой нагрузки (18 декабря 1998 г.)

Однако коэф.суточной нагрузки в объединенной системе на дату регистрации максимальной нагрузки составил 81,6%, в то время как степень нагрузки на электростанциях Азербайджана была выше и составила 87,9%, что обусловлено договоренностями с Дагестаном о поставках электроэнергии.

(2) Величины выработки энергии и энергетический обмен с соседними странами

Для объяснения ситуации с падением выработки тепловой энергии, в Таблице 1.3.3-1 представлен переход величин выработки энергии тепловыми электростанциями. Как видно из этой таблицы, величина общей выработки энергии в 1998 г. упала до 72% от уровня 1990-х г. Падение выработки энергии ТЭЦ было особенно значительным. Цифры в скобках обозначают коэффициенты использования на основе номинальной (левый) и фактической (правый) мощности станций. Эти низкие коэффициенты использования могут быть объяснены старением и износом оборудования, а также значительно возросшим потреблением летом по сравнению с зимним периодом. Что касается ТЭЦ, коэффициент использования снизился, т.к. потребность в паре для промышленных целей резко упала вследствие эконом.застоя, хотя зимой потребность в теплоснабжении стала преобладающей.

Таблица 1.3.3-1 Величины выработки энергии тепловыми электростанциями (в ГВт-ч)

Электростанции	1989	1990	1997	1998
АзГРЭС	9562	10613	8110	10090 (48% / 58%)
Али-Байрамлишская	6870	6446	5636	4732 (49% / 60%)
Северная	1154	985	393	304 (23% / 32%)
Сумгаит-1	1213	1250	417	440 (22% / 50%)
Сумгаит-2	1333	1245	285	292 (15% / 33%)
Баку-1	433	427	131	79 (9% / 18%)
Баку-2	64	74	20	6 (3% / 11%)
Итого	21176	21397	14992	15943 (42% / 54%)

(Источник: Азербэнерго)

Общая выработка энергии в 1998 г. была 17894 ГВтч, включая 15943 ГВтч тепловой энергии и 1951 ГВтч, произведенные ГЭС. Для торгового баланса в 1998 г. было характерно преобладание импорта (903 ГВтч) над экспортом (648 ГВтч) в размере 255 ГВтч. Большая часть этой разницы приходится на поставку энергии из Турции и Ирана в Нахичевань, а торговый баланс с Дагестаном должен быть компенсирован по итогам года. Таблица I.3.3-2 показывает величину производства энергии и величину импорта энергии в 1990, 1994 и 1998 гг. Приложение I.3.3-1 раскрывает подробности. Как видно из этой таблицы, коэффициент нагрузки рассчитан на уровне 60%.

Таблица I.3.3-2 Динамика изменений выработки, импорта энергии и пиковой нагрузки

	1990	1994	1998	1999
Выработка электроэнергии (ГВтч)				
Тепловая	21397	15654	15493	16558
Гидроэнергия	1658	1829	1951	1505
Всего	23055	17483	17894	18064
Импорт энергии (ГВтч)	-1604	276	255	752
Энергоснабжение Азербайджана, итого (ГВтч)	21451	17759	18149	18816
Пиковая нагрузка (МВт)	3673	3213	3452	3536

(Источник: Азербэнеджи)

Энергоснабжение Нахичевани сталкивается с серьезными трудностями. Согласно Азербэнеджи, при общей потребности региона около 180 МВт или 1000 ГВтч, единственный доступный источник производства энергии – Араксинская ГЭС (22 МВт, или 80 ГВтч/год). Нехватка энергии компенсируется импортом из Турции и Ирана. Величина импорта, однако, недостаточно удовлетворяет потребности по причине нехватки передаваемой мощности и экономических причин.

(3) Сезонные колебания величин энергоснабжения и максимальной пиковой нагрузки

В Таблице I.3.3-3 представлено соотношение максимальных месячных величин энергоснабжения и пиковых нагрузок в 1998 г. (принимая значение в декабре за 100%). Детали также представлены в Приложении I.3.3-2. Как видно из таблицы, величины как энергоснабжения, так и пиковой нагрузки в декабре наибольшие. Наименьшая величина энергоснабжения зафиксирована в июне на уровне 62% от максимального значения в декабре, а минимальная пиковая нагрузка - в июле на уровне 71%.

Таблица I.3.3-3 Сезонные изменения величины энергоснабжения и пиковой нагрузки (1998 г.)

	янв	фев	март	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
Энергоснабжение (%)	99,5	87,6	94,3	74,4	70,1	62,4	65,2	66,7	66,0	77,6	86,8	100%
Пиковая нагрузка (%)	98,5	99,2	97,2	93,8	81,8	71,3	70,9	72,6	76,9	83,7	92,4	100%

(Источник: Азербэнеджи)

3.3.2 Потребление

(1) Разбивка проданной электроэнергии по тарифным категориям

Общее количество проданной энергии в 1999 г. составило 15003 ГВтч. Трем городам было реализовано 4506 ГВтч, или 30% от общего количества. В Таблице I.3.3-4 приводится количество электроэнергии, реализованной Азербэнеджи в 1999 г.

Таблица I.3.3-4 Продажа энергии Азербэнеджи, по категориям потребителей (ед.изм.: ГВтч)

Статья	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Рост
1. Оптовые продажи	3109	3136	3669	4058	4603	4506	7,7%
2. Население	2648	3054	3724	3182	4488	1980	-14,2%
3. Промышленность	4252	3326	3989	2887	2360	6186	18,5%
4. Сельское хозяйство	2473	2445	1975	1884	1639	533	-26,4%
5. Непромышленный сектор	786	683	568	546	541	841	1,4%
6. Другие	377	331	341	412	588	957	20,5%
7. Всего	13644	12975	13276	12969	14262	15003	1,9%
8. Опт.+население	5757	6190	7393	7240	9091	10692	13,2%
9. Др. нужды	7887	6785	5883	5729	5171	4311	-11,4%

(Источник: Азербэнеджи)

Промышленное потребление энергии падает, отражая экономический спад последних лет. Общее энергопотребление в последнее время, однако, слегка возрастает в результате повышения энергопотребления населением. В 1996 г. сумма оптовых продаж и потребления со стороны населения превысила общее потребление всеми другими категориями, и эта разница продолжает расти. Среднегодовые показатели роста (13,2% и -11,4%) ясно демонстрируют этот контраст.

(2) Оптовая продажа энергии трем городам

Количество энергии, реализованной оптом Баку, Сумганту и Гяндже, показано в Таблице I.3.3-5. Оптовые продажи этим городам возрастали год от года, но снизились в 1999 г. из-за значительного уменьшения объема продаж энергии городу Гяндже.

Таблица I.3.3-5 Оптовая продажа энергии трем городам (ед.изм.: ГВтч)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Рост
1. Баку	2349	2298	2654	2950	3367	3619	9,0%
2. Гянджа	458	564	690	757	865	367	-4,3%
3. Сумгант	303	274	325	351	371	366	3,9%
Итого	3109	3136	3669	4058	4603	4352	6,7%

(Источник: Азербэнеджи и годовой отчет Азербэнеджи)

(3) Распределение численности потребителей по тарифным категориям

В Таблице I.3.3-6 приводится количество потребителей Азербэнеджи по группам потребителей.

Количество потребителей Азербээнержи среди населения оценивается примерно в 38% от населения страны (допуская семью, состоящую из 4 членов). Общий показатель электрификации в Азербайджане трудно оценить, т.к. количество потребителей среди населения отличается от аналогичного количества, непосредственно обслуживаемого Азербээнержи и БаГЭС в Баку. Положение, при котором каждый лагерь беженцев рассматривается как один потребитель без учета количества пользователей, затрудняет расчет степени электрификации.

Таблица I.3.3-6 Количество потребителей по тарифным категориям

Тарифная категория	1997	1998
1. Оптовая продажа	5	5
2. Население	673765	753250
3. Промышленность	1795	1783
4. Сельское хозяйство	2580	2883
5. Непромышленный сектор	4800	4567
6. Другие	15895	16961
Всего	698885	779449

(Источник: Азербээнержи)

3.3.3 Потери

Потери энергии определяются как разница между количеством энергии, введенной в систему, и доходящей до потребителей. При расчете коэффициента потерь в Азербайджане величина энергии, поданной в систему, должна рассчитываться с учетом величины, распределенной между соседними странами, равно как и величины выработки.

(1) Энергия для собственных нужд электростанций

Тепловые электростанции потребляют определенное количество энергии, обычно 3-5% от произведенной энергии, при подаче топлива, пара или охлаждающей воды для производства энергии. ГЭС, напротив, потребляют пренебрежимо малую энергию, необходимую для работы вспомогательного оборудования. Таблица I.3.3-7 показывает собственное потребление станций по годам. В Приложение I.3.3-3 указываются эти объемы по отдельным станциям. Среднее количество энергии для использования на станции за последние 5 лет находится в интервале 6,0-7,4% от количества вырабатываемой энергии. Это значение выше, чем аналогичный параметр тепловых электростанций, и может быть объяснен падением КПД, как было указано в разделе 3.3.1.

Таблица I.3.3-7 Собственное потребление энергии тепловыми электростанциями (ед. изм.: ГВтч)

Статья	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Выработка	15654	15401	16148	14992	15943	16558
Использование на станции	1166	1098	1036	1011	970	1027
	(7,4%)	(7,1%)	(6,4%)	(6,7%)	(6,0%)	(6,2%)

(Источник: Азербээнержи)

(2) Потери при передаче и распределении

Технические потери определяются как потери электричества, вызванные сопротивлением току в линиях передач и распределительных линиях между электростанциями и потребителями. К нетехническим потерям относятся ошибки измерительных приборов, ошибки при чтении показаний измерительных приборов, неправильное составление счетов, незаконные манипуляции с электросчетчиками и кражи. При том, что технические потери могут быть теоретически измерены моделированием количества тока в течение определенного промежутка времени с использованием компьютеров, такая работа требует больших вычислений, давая незначительные плоды. Таким образом, разность между поданным и выходным количеством энергии обычно рассчитывается и рассматривается в качестве потерь. Потери в системе Азербэнерго приведены в Таблице I.3.3-8. Эти потери включают часть, объясняемую нетехническими потерями, однако, очень сложно полностью разграничить технические и нетехнические потери.

Таблица I.3.3-8 Потери в системе Азербэнерго (ед.изм.: ГВт)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Подаваемая энергия	16311	15853	16642	15687	16918	17037
Импортируемая энергия	276	477	461	739	255	752
Общий ввод энергии	16587	16330	17103	16426	17173	17789
Реализованная энергия	13644	12975	13276	12969	14262	15003
Потери в линиях передач и распределения	2943	3355	3827	3457	2911	2786
	(17,7%)	(20,5%)	(22,4%)	(21,0%)	(17,0%)	(15,7%)

(Источник: Азербэнерго)

В Азербайджане большое расстояние между электростанциями и Баку, главной зоной потребления в Азербайджане, обычно рассматривается в качестве основного фактора для объяснения высоких потерь. Потери при передаче, однако, не рассматриваются как проблематично большие, с учетом пиковой нагрузки в Баку около 1000 МВт и конфигурации сети передач. Потери при распределении также невелики, поскольку в распределительной сети применяется 380/220 В. На основании этого большая часть вышеупомянутых потерь квалифицируется как вызванная нетехническими факторами.

Каждый показатель потерь, указанный в Таблицах I.3.3-7 и I.3.3-8, рассчитан при различных значениях поданной энергии, показатели потерь на основе общего объема произведенной и импортированной энергии показаны ниже.

Таблица I.3.3-9 Динамика изменений потерь в системе (%)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Использование на станции	6,6	6,3	5,7	5,8	5,4	5,4
Потери в линиях передачи и распределения	16,6	19,2	21,1	19,8	16,0	14,8
Потери в системе	23,2	25,5	26,8	25,6	21,4	20,2

(3) Показатель потерь с учетом трех городов

Показатель потерь, указанный в Таблице I.3.3-9, относится к линиям передачи и распределительной системе Азербээнерджи, не представляя показателя по стране в целом с учетом трех операторов распределения энергии. В соответствии с годовым отчетом Азербээнерджи за 1998 г., величина потерь при распределении энергии в трех городах составляет 803 ГВтч, а показатель потерь по всей стране, включая эти потери, равен 21,6% (3714 ГВтч). Эта цифра очень велика, и величины потерь в трех городах составляют 5,6% от общего снабжения, или 22% от общих потерь при передаче и распределении.

3.4 Тариф на энергию

3.4.1 Система тарифов на энергию

Тарифы на энергию, утвержденные 1 января 1999 г., были вновь пересмотрены 1 июля 2000 г. В Таблице I.3.4-1 представлены текущие и предыдущие тарифы. Эта тарифная система в настоящее время применяется по всей стране, включая три города, снабжающие потребителей электроэнергией через собственные сети. Все потребители должны платить тарифы, указанные ниже, плюс НДС, равный 20%. Тарифный режим установлен таким образом, чтобы обеспечить покрытие определенной доли эксплуатационных расходов Азербээнерджи (стоимость топлива и другие расходы, которые несет государство). Согласно отчету ТАСИС от июня 1999 г., эта доля установлена на отметке 20%.

Тарифная система страны проста и включает одинаковые тарифы для каждой группы потребителей, не отражая реальной стоимости производства электроэнергии на основе ограничений потребления и разнице сезонных и часовых изменений нагрузки, а также степени загрузки мощностей. В частности, разница в 1,5 раза по общей величине энергоснабжения и разница в 1,4 раза по месячной пиковой нагрузке между зимним (декабрь) и летним (июль) сезонами приводит к повышению стоимости производства энергии ввиду снижения степени загрузки мощностей. Понятно, что применение сезонной тарифной системы должно является важным фактором контроля спроса и нормализации управления энергосистемой.

Наблюдается также установление тарифа для городского и сельского населения на очень низком уровне, несмотря на наибольшую стоимость энергообеспечения, что приводит к значительной кросс-компенсации среди категорий потребителей. При пересмотре тарифной сетки 1 июля 2000 г. был принят единый тариф (в размере 130 АЗМ за кВт-ч) для всех категорий, кроме населения и оптовых потребителей, причем эта тарифная ставка ниже, чем ранее применявшаяся, с целью активизировать работу промышленных отраслей и упростить расчет выручки.

Некоторые категории населения частично или полностью освобождены от уплаты. Эти категории

ограничены беженцами, ветеранами и лицами, нуждающимися в существенной социальной помощи.

Таблица I.3.4-1 Тарифы на электроэнергию (АзМ / кВт-час)

Категории тарифов	Тариф	Тариф
	с 1 июля 2000 г.	с 1 января 1999 г.
Промышленность и строительство	130	160
Электропоезда	130	198
Городской транспорт и водоснабжение	130	132
Бюджетные организации	130	160
Непромышленные потребители	130	265
Сфера торговли и услуг	130	340
Сельское хозяйство	130	140
Оптовые компании	72	72
Городское и сельское население	80	96

(Источник: Азербэнерго)

Хронология изменений тарифов категориям с 1 марта 1994 г. по настоящий день представлена в Приложении I.3.4-1. В скобках приведены значения в US\$/кВт-ч, рассчитанные по валютному курсу на соответствующий момент времени.

3.4.2 Выручка, выставление счетов и сбор платежей

В Таблице I.3.4-2 представлены данные о выручке и сборе платежей Азербэнерго на общенациональном уровне за 1999 г. Согласно этой Таблице, ситуация со сбором оплаты на общенациональном уровне значительно хуже, чем в городе Баку (50,1%, см. Раздел 4.4) у филиала Азербэнерго (Центральная электросеть и Апшеронская электросеть).

Как видно из таблицы ниже, низкая эффективность сбора платежей обусловлена крайне неудовлетворительным характером оплаты счетов населением и организациями розничной продажи электроэнергии, включая БаГЭС.

Таблица I.3.4-2 Выручка и сбор оплаты на общенациональном уровне в 1999 г.

	Продажа (ГВт-ч)	Выручка (млрд. АзМ)	Сбор оплаты (млрд. АзМ)			Доля сбора (%)
			Бартер	Наличн.	Итого	
Потребители Азербэнерго	10496,7	1227,8	314,3	159,6	473,8	38,6
Промышленность	1980,4	369,3	187,5	52,4	239,9	65,0
Население	6186,4	404,5	15,6	30,7	46,3	11,4
С/х	532,7	89,5	0,0	0,7	0,7	0,8
Непромышленные	840,7	178,3	3,0	56,8	59,7	33,5
Торговля, услуги	53,2	21,7	0,4	18,9	19,3	89,1
Водоснабжение	546,4	86,6	27,6	0,1	27,7	32,0
Транспорт	356,9	78,0	80,2	0,0	80,2	102,9
Розничная продажа	4506,2	389,3	8,4	41,7	50,1	12,9
БаГЭС	3618,7	312,7	5,6	36,0	41,6	13,3
Другие	887,6	76,7	2,7	5,7	8,4	11,0
Итого	15003,0	1617,2	322,7	201,3	523,9	32,4

(Источник: «Азербэнерго»)

Сбор платежей за электроэнергию у Азербээнержи низок - 32,4%. Хуже всего показатели у с/х сектора, здесь редко происходит сбор оплаты. Затем идет население и предприятия, занимающиеся розничной продажей электроэнергии в трех городах, включая БаГЭС. Эти категории, на чью долю приходится около 49% всего объема энергоснабжения, фактически оплачивают только 12,1% от выставленных счетов. Более того, в энергоснабжение населения входит категория бесплатных потребителей (около 30% от всего потребления населением), напр., ветераны и т.д., поэтому фактическая картина выглядела бы еще хуже, если принять это во внимание.

С другой стороны, высокая степень оплаты счетов наблюдается в промышленности, торговле и на транспорте, которые оплачивают относительно большую долю посредством бартера.

3.5 Финансовое положение Азербээнержи

По рекомендации ЕБРР, в 1994 г. Азербээнержи начала переход на систему бухучета, основанную на международных стандартах. В Азербайджане финансовый год начинается 1 января и кончается 31 декабря. Примечательно, что финансовое положение Азербээнержи таково, что компания приносила в течении последних трех лет чистую прибыль по показателям прибыли и убытков, в то время как дебиторские задолженности и суммы к оплате накапливались в балансовом отчете компании. В то время как Азербээнержи внешне выглядит рентабельно с точки зрения сопоставления прибыли и убытков, наблюдается неудовлетворительное положение со сбором оплаты и накоплением внутренних фондов, кроме того, имеются трудности в вопросах управления потоком наличных средств. Вышеуказанные трудности со сбором платежей за электроэнергию у потребителей привели к накоплению дебиторских задолженностей. Причины затруднений со сбором оплаты кроются в экономическом застое, низком уровне заработной платы и нестабильной занятости населения. В настоящее время в Азербээнержи имеется резервный фонд для покрытия предполагаемых потерь на уровне примерно 4,4% от общей суммы дебиторской задолженности.

Что касается кредиторской задолженности, то она в основном составлена из задолженностей за топливо нефтяным и газовым компаниям. Накопление кредиторской задолженности вызвано тем, что явно недостаточные фактические сборы платежей за электроэнергию у потребителей вынуждают откладывать выплаты кредиторам. Такой оборот наличных средств, с которым сейчас работает Азербээнержи, вынуждает компанию привлекать постоянную помощь со стороны правительства или иностранную поддержку для финансирования инвестиционной деятельности, тем самым не позволяя Азербээнержи достичь финансовой самостоятельности. Финансовая характеристика работы Азербээнержи с 1995 по июнь 1999 г. приводятся ниже:

Таблица I.3.5-1 Баланс и отчет о прибыли и убытках Азербэнеджи (в млрд. АЗМ)

БАЛАНС	1995	1996	1997	1998	1999/6
Активы всего	1504,6	4606,2	5732,7	7446,4	7972,5
- Текущие активы	1329,9	2372,5	3501,7	5201,7	5715,5
(Чистая сумма счетов к получению по вышеуказанным статьям)	(1154,7)	(2067,3)	(3104,0)	(4474,7)	(4853,9)
- Основные средства	174,7	2233,7	2231,0	2244,7	2257,0
Пассивы всего	1100,9	2151,9	3291,4	4655,1	5297,2
- Текущие пассивы	1095,2	2093,3	3151,5	4447,9	5015,6
(Чистая сумма счетов к уплате по вышеуказанным статьям)	(1094,9)	(1930,5)	(3142,2)	(4429,8)	(4996,5)
- Долгосрочные заимствования	5,7	58,7	139,9	207,2	281,6
Акционерный капитал/Капитализация	403,7	2454,3	2441,3	2791,3	2675,3
(Нераспределенная прибыль по вышеуказанным статьям)	(403,7)	(326,0)	(313,0)	(663,0)	(547,0)
ПРИБЫЛЬ И УБЫТКИ	1995	1996	1997	1998	1999/6
Операционные поступления всего	1499,8	1628,8	1650,8	1648,5	821,2
- Операционные поступления	1476,2	1548,7	1604,5	1611,3	806,4
- Прочие операционные поступления	23,6	80,1	46,3	37,2	14,8
- За вычетом: Операционных расходов	1154,5	1568,1	1551,0	1503,8	755,2
Чистая прибыль (до отчислений на расходы/налогообложение)	345,3	60,7	99,9	144,7	66,0
- За вычетом: Финансирование расходов	49,2	42,8	49,3	64,7	23,6
Чистая прибыль (до вычета налогов)	296,1	17,9	50,5	80,0	42,4
- За вычетом: Налога на прибыль	44,5	42,9	20,6	20,3	9,5
Чистая прибыль (после вычета налогов)	251,6	-25,0	29,9	59,7	32,9

(Источник: Азербэнеджи)

3.6 Прогнозирование существующего спроса на электричество в Азербайджане

Представляются уместными следующие два типа спроса на электричество в Азербайджане (см.Таблицу I.3.6-1). Подробные сведения о прогнозе для Азербэнеджи сведены в Приложение I.3-6-1.

Не были найдены данные о допущениях, лежащих в основе этих прогнозов. Прогноз Азербэнеджи был подготовлен в 1995 г., а в 1997 г. последовал прогноз до 2020 г. План развития энергосистемы Азербэнеджи, представленный в Разделе 3.7, был подготовлен на основе вышеприведенного прогноза. Цифры за 1998 г. в прогнозе Азербэнеджи ниже, чем фактический спрос в 1998 г., как видно из прогноза ТАСИС. Прогноз для Азербайджана характеризуется высокими темпами роста промышленного сектора и, напротив, низкими темпами роста спроса населения. Рост спроса в отраслях строительства, транспорта и сельского хозяйства определен на среднем уровне. Темп роста промышленного, строительного и сельскохозяйственного спроса близок к недавнему прогнозу показателей долгосрочного экономического роста, предложенному международными организациями помощи.

Прогноз ТАСИС является наиболее поздним прогнозом спроса на электроэнергию в Азербайджане. Он показывает общий спрос на электроэнергию без разбивки по отраслям. В обоих вариантах темп роста ниже, чем в прогнозе Азерэнержи.

Таблица I.3.6-1 Прогноз на существующий спрос на электричество в Азербайджане (ед.изм.: ГВт-ч)

Организация	1998	2010	1998-2010 рост (% в год)
Азерэнержи (1997)	2340	6690	9,1
- Промышленность	360	780	6,7
- Строительство	320	700	6,7
- Сельское хозяйство	1630	2950	5,1
- Население	9070	9500	0,4
- Коммерческий сектор	0	0	-
- Другие	419	83	-12,6
- Общий спрос	14139	20703	3,2
ТАСИС (1999)			
- Вариант высокого роста	17829	25160	2,9
- Вариант низкого роста	17829	23892	2,5

3.7 План развития Азерэнержи

"План среднесрочных инвестиций" был подготовлен в 1995 г. для Азерэнержи силами ENERGYGROUP по программе ТАСИС. Этот план охватывает трехлетний период с 1997 по 1999 гг. Развитие объектов энергетического сектора в течение этого периода осуществлялось в соответствии с этим планом, согласно ежегодному отчету Азерэнержи за 1998 г. (здесь и далее "ЕОА 1998").

В ЕОА 1998 дается обзор текущих, планируемых и подлежащих осуществлению проектов развития электроэнергетического сектора в Азербайджане. Ниже приводится краткое изложение этих проектов.

(1) Текущие проекты

(а) Еникендская Гидроэлектростанция

- Планируемый год завершения : 1999
- Производство электроэнергии: 547 ГВт-ч в год
- Объем мазута, который будет сэкономлен: 140 000 тонн в год
- Финансирование: Кредит ЕБРР : 53,24 млн. долларов США
- Азерэнержи : 19,00 млн. долларов США

(б) Мингечаурский Энергетический Проект

- Планируемый год завершения: 2000
- Реконструкция Мингечаурской Гидроэлектростанции с увеличением мощности на 60 МВт и с выработкой энергии 80 ГВтч/год
- Строительство Агдабединской подстанции 330/110кВ с ЛЭП 110кВ

- Строительство эл/станции АзГРЭС с ЛЭП 330 кВ до подстанции Имишли 330/110 кВ
- Финансирование: ЕБРР : 24,54 млн долларов США
- Всемирный Банк : 13,71 млн долларов США

(в) Строительство Парогазовой электростанции «Северная»

- Планируемый год завершения: 2003
- Строительство парогазового энергоблока на существующей станции мощностью 400МВт
- Финансирование: 240 млн долларов США (частично финансируется Японским Банком Международного Сотрудничества)

(г) Реконструкция подстанций 220-110 кВ на Апшеронском п-ове

- Планируемый год завершения: 2000
- Финансирование: 20 млн долларов США (частично финансируется германским KfW)

(2) Проекты, подлежащие осуществлению

(а) Бакинская ТЭЦ-1

- Планируемый год завершения: 2000
- Восстановление сооружений с установкой двух газовых турбин (2 × 25 МВт)
- Финансирование: 80 млн долларов США (частично финансируется Baurische Landene Bank (ФРГ))

(б) Восстановление Сумгаитской ТЭЦ-1

- Планируемый год завершения: 2004
- Установка двух газовых турбин (2 × 200 МВт)
- Финансирование: 250 млн. долларов США (должно быть определено)

(3) Предлагаемые проекты

(а) Установка энергоблока № 9 на тепловой электростанции АзГРЭС

- Увеличение объема производства электроэнергии на 1800 ГВт-ч в год
- Стоимость проекта: 32 млн долларов США

(б) Установка энергоблока № 2 на парогазовой электростанции «Северная»

- Стоимость проекта: 250 млн долларов США
- Предварительный анализ завершен ТАСИС

(в) Восстановление небольших гидроэлектростанций

- Стоимость проекта: 10 млн долларов США

(г) Строительство Хачмасской подстанции 330/110 кВ

- Строительство подстанции с подключением к действующим ЛЭП 330 / 110 кВ
- Стоимость проекта: 20 млн долларов США

- (д) Строительство ветряных электростанций на Апшеронском п-ове
 - Мощность: 30 МВт
 - Объем электроснабжения: 100 ГВт-ч/год
- (е) Строительство гидроэлектростанций в Нахичеванской Автономной Республике
 - Восемь небольших гидроэлектростанций общей мощностью 32 МВт
 - Вайхирская гидроэлектростанция мощностью 4,7 МВт
 - Арпачайская гидроэлектростанция мощностью 12 МВт

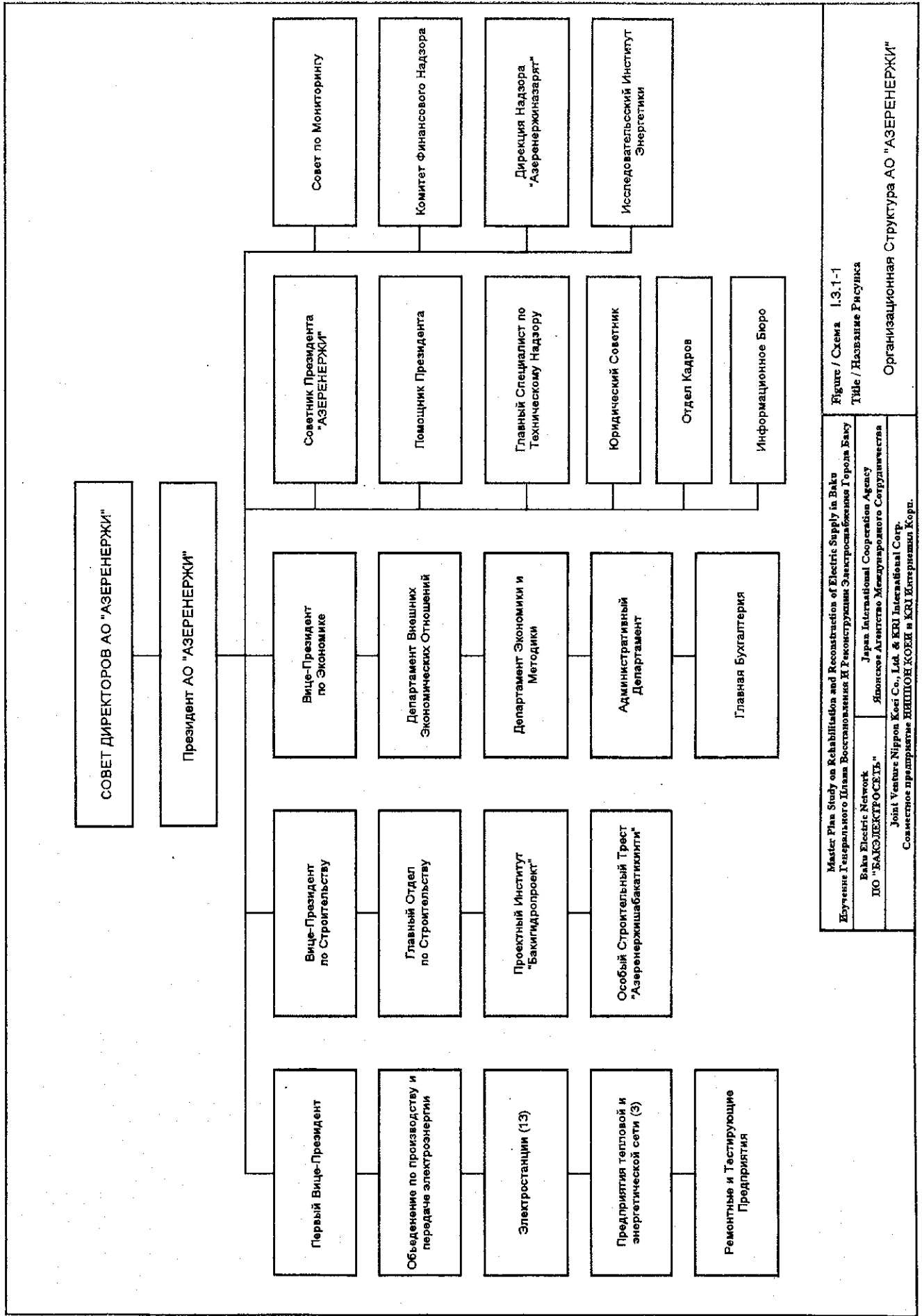
В Приложении I.3.7-1 приводится перечень проектов, планируемых Азербэнежи до 2010 г., с указанием общей мощности, прогнозируемой пиковой нагрузки и резервом. Перечисленные выше проекты включены в этот план. В Таблице I.3.7-1 приводится краткое изложение плана.

Таблица I.3.7-1 План развития Азербэнежи до 2010 г.

Год	Общая мощность (МВт)	Прогнозируемая предельная нагрузка (МВт)	Резерв (%)
1999	4431	3625	22,2
2000	4901	3815	28,4
2005	5547	4580	21,1
2010	6190	5140	20,4

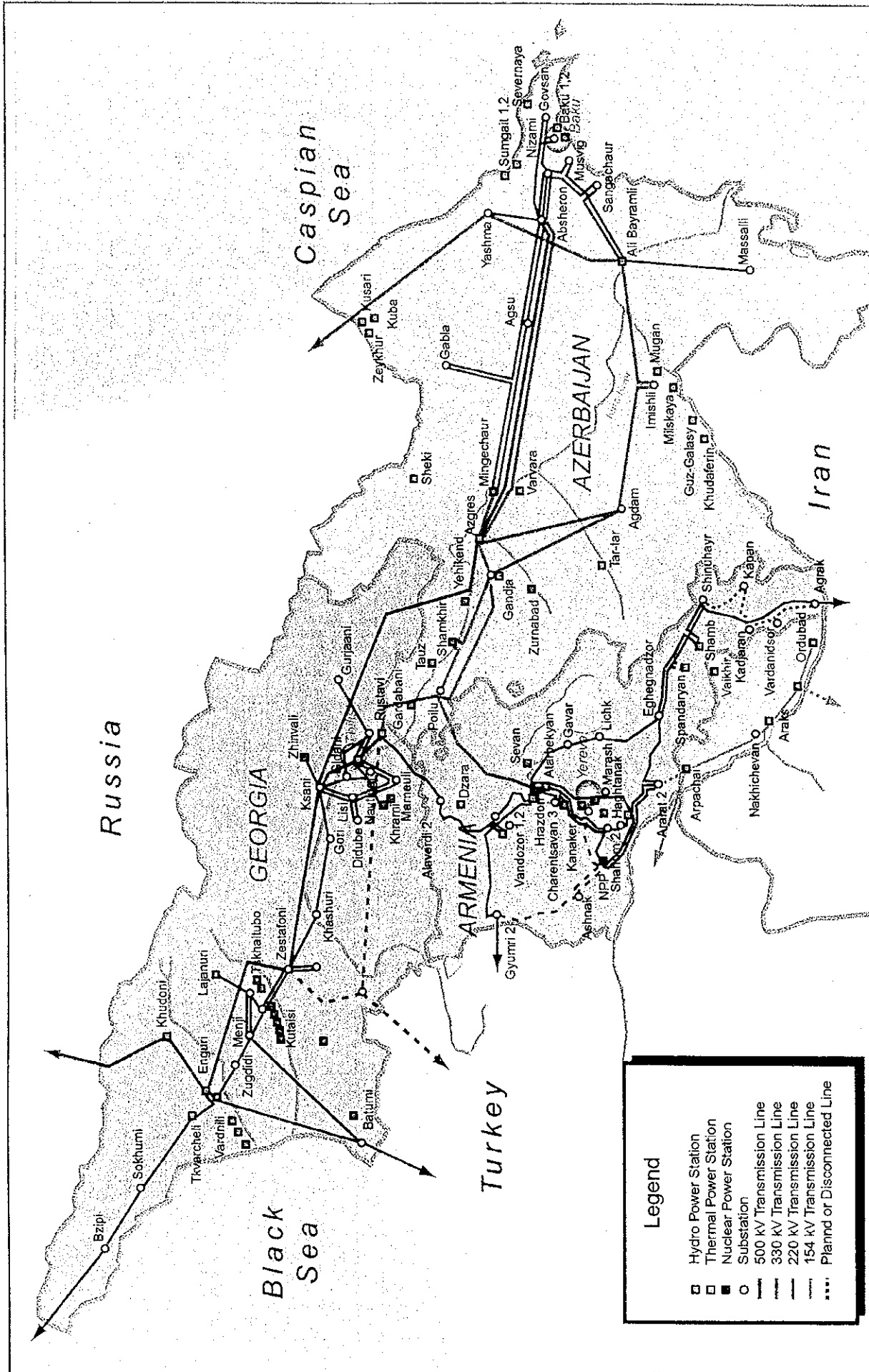
(Источник: годовой отчет Азербэнежи за 1998 г.)





Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
 Бюро Главного Исполнительного И Реконструкции Электроснабжения Города Баку
 Баку Electric Network
 ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"
 Japan International Cooperation Agency
 Японское Агентство Международного Сотрудничества
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернашнл Корп.

Figure / Схема I.3.1-1
 Title / Название Рисунка
 Организационная Структура АО "АЗЕРЕНЕРЖИ"



Legend

- Hydro Power Station
- Thermal Power Station
- Nuclear Power Station
- Substation
- 500 kV Transmission Line
- 330 kV Transmission Line
- 220 kV Transmission Line
- 154 kV Transmission Line
- Planned or Disconnected Line

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku	
Изучение Генерального Длана Восстановления И Реконструкции Электрообеспечения Г Города Баку	
Baku Electric Network	Японское Агентство Международного Сотрудничества
DO "ЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.
Совместное предприятие НИИЭОБ КОЕИ и КРИ Интернешнл Корп.	
Japan International Cooperation Agency	
Японское Агентство Международного Сотрудничества	

Figure / Схема 1.3.2-1
 Title / Название Рисунок
 Транскавказская интеграционная система

Приложение 1.3.2-1 Теплоэлектростанции

№.	Название электростанции	Дата последней	Кол-во блоков	Номинальная мощность (МВт)	Реальная мощность (МВт)	Выработка тепла (Мвтч)	Дата выпуска блока	Тип топлива	Нынешнее состояние
1	АЗ ГрЭС (город Мингечаур, 250 км северо-западнее Баку)	1981	#1	300	250		1981	NG/HFO	Находится в действии
			#2	300	250		1982	NG/HFO	Находится в действии
			#3	300	250		1983	NG/HFO	Находится в действии
			#4	300	250		1984	NG/HFO	Находится в действии
			#5	300	250		1985	NG/HFO	Находится в действии
			#6	300	250		1986	NG/HFO	Находится в действии
			#7	300	250		1988	NG/HFO	Находится в действии
			#8	300	250		1990	NG/HFO	Находится в действии
Всего			8	2,400	2,000				
2	Али - Байрамлы	1962	#1	155	120		1962	NG	Находится в действии
			#2	155	120		1962	NG	Находится в действии
			#3	155	120		1963	NG	Находится в действии
			#4	155	120		1963	NG	Находится в действии
			#5	160	140		1966	HFO	Находится в действии
			#6	160	140		1967	HFO	Находится в действии
			#7	160	140		1968	HFO	Находится в действии
Всего			7	1,100	900				
3	Северная	1950	#7	150	110			NG/HFO	Находится в действии
4	Баку 1 ТЭЦ	1902	#6	50	25		1973	NG/HFO	Находится в действии
			#7	50	25		1974	NG/HFO	Находится в действии
Всего			2	100	50	694			
5	Баку 2 ТЭЦ	1953	#1	6			1953	NG/HFO	Находится в действии
			#2	6			1953	NG/HFO	Находится в действии
			#4	6			1964	NG/HFO	Находится в действии
			#5	6			1964	NG/HFO	Находится в действии
Всего			4	24	6	383			
6	Сумгаит 1 ТЭЦ	1952	#8	60	25		1959	NG/HFO	Находится в действии
			#9	60	25		1960	NG/HFO	Находится в действии
			#10	60	25		1961	NG/HFO	Находится в действии
			#11	50	25		1962	NG/HFO	Находится в действии
Всего			4	230	100	760			
7	Сумгаит 2 ТЭЦ	1966	#1	60	25		1966	NG/HFO	Находится в действии
			#2	50	25		1967	NG/HFO	Находится в действии
			#3	60	25		1971	NG/HFO	Находится в действии
			#4	50	25		1972	NG/HFO	Находится в действии
Всего			4	220	100	990			
Итого					4,224	3,266	2,827		

Источник АЗЕРЕНЕРЖИ (Отчет ТАСИС, четвертая часть)

Примечания:

- а) NG = Природный газ,
- б) HFO = тяжелое топливо,
- в) Гянджинская ТЭЦ была приватизирована английской компанией в 1995 году

Приложение 1.3.2-2 Гидроэлектростанции

№	Название	Река	Назначение	Установленная мощность			Реальная мощность (МВт)	В год (ГВтч)	Тип турбины	Дамба			Резервуар		Средний поток (м³/с)	Эффект (м)	Год установки	Примечания
				Номер	Блок (МВт)	Итого (МВт)				Тип	Длина (м)	Высота (м)	Всего (10⁶ м³)	Полезной (10⁶ м³)				
1	Шамир	Кура	Многоцелевая	2	190.0	380.0	340.0	830.0	Капкан	1,700.0	70.0	2,770.0	1,420.0	315.0	47.5	1982		
2	Мингечаур	Кура	Многоцелевая	6	60.0	360.0	160.0	1,050.0	Капкан	1,550.0	80.0	15,700.0	9,800.0	396.0	52.5	1955		
3	Варвара	Кура	Многоцелевая	3	5.5	16.5		90.0	Francis			60.0	14.0		5.5	1958	Перенастраивается	
4	Араз	Араз	Многоцелевая	2	11.0	22.0	0.0	86.0	Франц.	900.0	40.0	1,350.0	1,150.0		20.0	1971	Не подключена к центральной сети	
5	Тергер	Тергер	Многоцелевая	2	25.0	50.0	0.0	120.0	Франц.			560.0	520.0		87.5	1976	На территории, заявленной армянами	
6	Гусары	Самур	Энергия			1.2	9.0	6.3							7.0	1956		
7	Губа	Кудлакчай	Энергия			1.2		1.5							44.0	1936	Простой	
8	Мугань	Кудлакчай (Мугань)	Энергия			3.6		14.4							7.8	1962		
9	Шеки	Кипчай	Многоцелевая			1.7		6.3							165.0	1936	Простой	
10	Зурнабад	Гянджачай	Многоцелевая			2.8		12.8							875.0	1928	Простой	
11	Зейхур	Канал	Многоцелевая			8.0		35.2							107.5	1973		
Итого						847.0	509.0	2,252.5										

Источник: АЗЕРЕНЕРЖИ

Приложение 1.3.2-3 Линии передач 220 кв и выше

No.	Напр. (кв)	Название станции		Длина (км)	Кол- во цепей	Цепь в км	Проводник		Год ввода в строй
		От	По направлению				Тип	Сечение (мм ²)	
500 кв									
1	500	АЗ ГРЭС	Абшерон	250.0	1	250.4	АСО	3х300	1989
2	500	АЗ ГРЭС	Мухравенис Вели	197.0	1	197.0	АСО	3х300	1986
	(Итого)		(Грузия)			447.4			
330 кв									
1	330	АЗ ГРЭС	Абшерон	243.0	1	243.0	АСО	3х300	1986
2	330	Мингечавир	АЗ ГРЭС	4.8	1	4.8	АСО	1х480	1958
3	330	АЗ ГРЭС	Гянджа	88.7	1	88.7	АСО	1х480	1958
4	330	АЗ ГРЭС	Агдам	100.0	1	100.0	АСО	2х300	1983
5	330	Агдам	Имишли	114.3	1	114.3	АСО	2х300	
6	330	Агдам	Гянджа	107.3	1	107.3	АСО	2х300	
7	330	Али байрамлы	Имишли	85.1	1	85.1	АСО	2х300	1967
8	330	Али байрамлы	Яшма	117.3	1	117.3	АСО	2х300	1979
9	330	Яшма	Дербент (Россия)	166.4	1	166.4	АСО	2х300	1974
10	330	Актафа	Гардабани (Грузия)	63.8	1	63.8	АСО	1х480	1958
11	330	Шамкир	Актафа	87.5	1	87.5	АСО	2х300	1968
12	330	Гянджа	Актафа	94.5	1	94.5	АСО	2х300	1958
13	330	Гянджа	Шамкир	42.5	1	42.5	АСО	2х300	1958
	(Итого)					1,315.2			
220 кв									
1	220	Али байрамлы	Масаллы	114.0	1	114.0	АСО	1х240	1976
2	220	Мингечавир	Актафа	123.0	1	123.0	АСО	1х340	1949
3	220	Мингечавир	Габала	96.0	1	96.0	АСО	1х300	1978
4	220	Актафа	Абшерон	108.0	1	108.0	АСО	1х340	1949
5	220	Габала	Абшерон	225.0	1	225.0	АСО	1х300	1954
6	220	Али байрамлы	Мушвиг	110.0	1	110.0	АСО	2х300	1962
7	220	Али байрамлы	Сангачал	71.2	1	71.2	АСО	2х300	1962
8	220	Сангачал	Хурдалан	45.1	1	45.1	АСО	2х300	1962
9	220	Мушвиг	Хурдалан	15.0	1	15.0	АСО	2х300	1988
10	220	Абшерон	Говсаны	82.6	1	82.6	АСО	1х500	1976
11	220	Хурдалан	Говсаны	41.0	1	41.0	АСО	1х500	1976
12	220	Абшерон	Хурдалан	24.0	1	24.0	АСО	1х300	1949
13	220	Абшерон	Хурдалан	24.0	1	24.0	АСО	1х300	1954
14	220	Абшерон	Яшма	35.0	1	35.0	АСО	1х500	1979
15	220	Абшерон	Хурдалан	25.0	1	25.0	АСО	1х500	1995
	(Итого)					1,138.9			

Источник: АЗЕРЕНЕРЖИ

Приложение 1.3.3-1 Ежегодна выработка энергии электростанциями и пик системы

No.	Название станции	Название станции в Гвт/ч												
		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999			
1	Азербайджан ГРЭС	10,613	11,833	9,680	8,650	8,650	8,384	9,760	8,110	10,090	10,157			
2	Али-Байрамлы ГРЭС	6,446	6,300	5,523	5,260	4,723	4,830	5,103	5,636	4,732	5,348			
3	ГРЭС Северная	985	794	498	668	591	599	300	393	304	324			
4	Сумгаит ТЭЦ 1	1,250	1,046	1,024	752	705	831	478	417	440	371			
5	Сумгаит ТЭЦ 2	1,245	1,073	849	802	654	477	324	285	292	288			
6	Баку ТЭЦ 1	427	346	243	298	236	194	147	131	79	63			
7	Баку ТЭЦ 2	74	61	53	48	40	32	36	20	6	7			
8	Гянджа ТЭЦ	156	127	55	58	55	54	0	0	0	0			
9	Красия ГРЭС	201	18	0	0	0	0	0	0	0	0			
	(Итого по ТЭЦ)	21,397	21,598	17,925	16,536	15,654	15,401	16,148	14,992	15,943	16,558			
1	Милгечавур ГЭС	869	887	745	1,227	1,126	797	737	739	1,104	807			
2	Шамхир ГЭС	593	723	849	1,011	548	638	698	875	772	642			
3	Араз ГЭС	99	92	141	156	145	111	96	93	73	55			
4	Тергер ГЭС	82	4	3	22	0	0	0	0	0	0			
5	Маленькие гидро	15	12	11	10	10	10	7	5	2	2			
	(Итого гидро)	1,658	1,718	1,749	2,426	1,829	1,556	1,538	1,712	1,951	1,506			
	(Итого выработки)	23,055	23,316	19,674	18,962	17,483	16,957	17,686	16,704	17,894	18,064			
	Импорт - Экспорт	-1,604	-1,703	-631	47	276	477	461	739	255	752			
	Импорт в Гвт/ч	0	0	0	494	540	886	801	1,288	903	1,172			
	Экспорт в Гвт/ч	1,604	1,703	631	447	264	409	340	549	648	420			
	Итого энергии в Азербайджане	21,451	21,613	19,043	19,009	17,759	17,434	18,147	17,443	18,149	18,816			
	Максимальная собственная выработка	4,080	3,923	3,571	3,334	3,173	3,118	2,963	3,025	3,215	3,188			
	Пик системы	3,676	3,921	3,513	3,365	3,213	3,098	3,195	3,350	3,452	3,536			

Источник: АЗЕРЕНЕРЖИ

Примечания:

а) Примечания. Кол-во энергии, вырабатываемое Варвара ГЭС, включено в данные по Милгечавиру

Приложение I.3.3-2 Месячное производство энергии по плану(1998)

№. Электро станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Октябрь	Нояб	Декаб	Итого
Тепловая Электро станция													
1 Аз-Грес	1,022	918	978	792	650	549	637	792	837	908	993	1014	10,090
2 Али Байрамлы	538	453	519	353	310	207	331	324	294	383	449	572	4,733
3 Северная	53	50	54	22	0	0	0	0	0	39	49	38	305
4 Сумгаит-1	66	46	43	29	26	18	20	23	23	37	43	67	441
5 Сумгаит-2	24	25	26	22	23	19	15	20	19	25	29	46	293
6 Баку-1	15	18	10	3	0	0	0	1	3	4	11	14	79
7 Баку-2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	5
Итого	1,719	1,511	1,631	1,222	1,009	793	1,003	1,160	1,176	1,396	1,574	1,752	15,946
Гидроэлектростанция													
8 Мингечаур	126	126	130	80	72	75	95	92	64	71	78	95	1,104
9 Шамкир	63	42	50	49	107	135	47	44	54	70	38	71	770
10 Араз	11	10	8	3	6	5	7	6	3	4	4	8	75
Итого	200	178	188	132	185	215	149	142	121	145	120	174	1,949
Общее итоговое производство	1,919	1,689	1,819	1,354	1,194	1,008	1,152	1,302	1,297	1,541	1,694	1,926	17,895
Обмен Энергией													
Импорт	58	52	58	67	145	184	93	43	44	44	57	57	902
Экспорт	77	68	77		0	0	0	72	82	103	94	74	647
Итого	-19	-16	-19	67	145	184	93	-29	-38	-59	-37	-17	255
Ввод чистой энергии в Азербайджан													(максимума)
	1,900	1,673	1,800	1,421	1,339	1,192	1,245	1,273	1,259	1,482	1,657	1,909	1,909
% против максимума	99.5	87.6	94.3	74.4	70.1	62.4	65.2	66.7	66.0	77.6	86.8	100.0	
Энергетический пик (мв)													(максимума)
Максимум произведенной энергии	3,100	3,115	3,075	2,895	2,487	2,087	2,033	2,223	2,353	2,733	2,908	3,215	3,215
% против максимума	96.4	96.9	95.6	90.0	77.4	64.9	63.2	69.1	73.2	85.0	90.5	100.0	
Пик системы	3,401	3,426	3,354	3,237	2,824	2,463	2,449	2,506	2,654	2,890	3,190	3,452	3,452
% против максимума	98.5	99.2	97.2	93.8	81.8	71.3	70.9	72.6	76.9	83.7	92.4	100.0	

Источник: АЗЕРЕНЕРЖИ

Приложение I.3.3-3 Ежегодное использование энергии в целях генерации

№. Название электростанции	Ежегодно используемая энергия в ГВт									
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
1 Азербайджанская ГРЭС	371	400	446	385	361	377	359	412	380	433
2 Алибайрамлинская ГРЭС	455	433	429	402	377	370	370	380	411	352
3 ГРЭС Северная	81	74	62	38	52	55	53	34	42	34
4 Сумгайтская ТЭЦ -1	200	205	187	136	123	127	119	77	62	61
5 Сумгайтская ТЭЦ -2	161	156	153	143	134	112	88	52	44	49
6 Бакинская ТЭЦ - 1	86	86	93	83	85	80	70	67	62	36
7 Бакинская ТЭЦ - 2	18	20	19	22	20	19	15	14	10	
8 ГРЭС Красина	26	18	3							
9 Гянджинская ТЭЦ	68	62	67	44	45	26	24			
10 Мингечаур										
11 Шамкир	8	7	6	6	6	6	6	6	6	6
12 Араз										
13 Тергер										
Итого	1,474	1,461	1,465	1,259	1,203	1,172	1,104	1,042	1,017	971

Источник: Азеренерджи

Примечания :

- 1) ГРЭС означает "Государственная Районная Электростанция"
- 2) ТЭЦ означает "Тепловая электроцентрль"
- 3) ГЭС означает "Гидро-электростанция"
- 4) Мингечаур включает Варвара ГЭС и каскад гидроэлектростанций

Приложение 1.3.4-1 Изменения тарифов на электроэнергию в Азербайджане в хронологическом порядке по тарифным категориям

Дата вступления в силу	11/23/93	3/1/94	6/15/94	10/25/94	11/22/94	2/1/95	4/21/95	7/15/96	9/25/96	11/21/96	4/1/97	10/10/97	7/1/98	1/1/99	7/1/00
Категории	АЗМ/кВтч														
	(центов США/кВтч)														
Промышленность	2.6	4.3	10.9	38.1	51.4	141.5	184.0	184.0	184.0	184.0	184.0	183.0	160.0	160.0	130.0
	(2.18)	(0.25)	(1.11)	(1.92)	(1.79)	(3.26)	(4.19)	(4.29)	(4.35)	(4.39)	(4.57)	(4.66)	(4.14)	(4.11)	(2.92)
Эл. Ж/д	2.6	4.2	10.6	37.2	50.2	138.1	184.0	184.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	130.0
	(2.18)	(0.24)	(1.08)	(1.87)	(1.75)	(3.18)	(4.19)	(4.29)	(4.68)	(4.77)	(4.91)	(5.05)	(5.13)	(5.08)	(2.92)
Городской транспортной водная компания	1.9	3.0	7.6	26.6	35.9	98.7	128.0	128.0	140.0	140.0	140.0	140.0	132.0	132.0	130.0
	(1.60)	(1.72)	(0.77)	(1.34)	(1.25)	(2.28)	(2.91)	(2.98)	(3.31)	(3.37)	(3.48)	(3.57)	(3.42)	(3.39)	(2.92)
Бюджетные организации	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	160.0	130.0
	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	(4.11)	(2.92)
Непромышленные объекты	3.6	5.8	14.8	51.7	69.8	191.9	250.0	250.0	264.0	264.0	264.0	265.0	265.0	265.0	130.0
	(3.02)	(3.35)	(1.51)	(2.60)	(2.44)	(4.43)	(5.69)	(5.82)	(6.25)	(6.36)	(6.55)	(6.76)	(6.86)	(6.80)	(2.92)
Коммерция, торговля и услуги	4.6	7.6	19.2	67.3	90.9	250.0	325.0	325.0	338.0	338.0	338.0	340.0	340.0	340.0	130.0
	(3.86)	(4.36)	(1.96)	(3.39)	(3.17)	(5.77)	(7.39)	(7.57)	(7.90)	(8.15)	(8.39)	(8.67)	(8.81)	(8.72)	(2.92)
Сельское хозяйство	1.4	2.4	5.9	20.8	28.1	77.5	100.0	120.0	138.0	138.0	138.0	130.0	140.0	140.0	130.0
	(1.18)	(1.35)	(0.61)	(1.05)	(0.98)	(1.79)	(2.27)	(2.80)	(3.26)	(3.33)	(3.43)	(3.82)	(3.63)	(3.59)	(2.92)
Оптовые компании	--	1.9	3.5	8.1	11.0	32.5	42.5	60.0	64.0	67.0	74.3	82.0	80.0	72.0	72.0
	--	(1.07)	(0.36)	(0.41)	(0.38)	(0.75)	(0.97)	(1.40)	(1.51)	(1.62)	(1.84)	(2.09)	(2.07)	(1.85)	(1.62)
Домашнее хозяйство	0.3	0.4	1.0	2.0	2.7	10.0	18.0	36.0	40.0	50.0	75.0	96.0	96.0	96.0	96.0
	(0.25)	(0.23)	(0.10)	(0.10)	(0.09)	(0.23)	(0.41)	(0.84)	(0.95)	(1.21)	(1.86)	(2.45)	(2.49)	(2.46)	(2.15)
Обменный курс АЗМ к долл. США	119.1	174.2	980.0	1,987.5	2,866.0	4,336.0	4,396.0	4,292.3	4,227.0	4,184.3	4,028.0	3,923.0	3,861.0	3,896.9	4,456.0

Источник: Вычисления Азербайджанской государственной энергетической компании и группы изучения ЯАМС

Приложение I.3.6-1 Прогнозирование спроса на электроэнергию по данным «АЗЕРЕНЕРЖИ»

(ГВтч)

Категория	1998	1999	2000	2005	2010	2020
Выработка электроэнергии	17,895	18,430	19,000	21,940	25,259	30,350
Импорт	1,313	1,300	1,300	1,500	1,500	2,040
Экспорт	1,063	1,050	1,050	1,500	1,500	2,250
Импорт - экспорт	250	250	250	0	0	-210
Общий спрос	18,145	18,680	19,250	21,940	25,259	30,140
Потери	16.7	16.0	16.0	14.0	13.0	13.0
Потребности системы	976	975	970	1,107	1,272	1,520
Чистый спрос	14,139	14,716	15,200	17,761	20,703	24,702
Промышленность	2,340	2,600	2,800	4,700	6,690	9,500
Строительство	360	400	550	680	780	790
Транспорт	320	360	500	640	700	760
Сельское хозяйство	1,630	1,700	1,900	2,160	2,950	4,040
Население	9,070	9,240	9,300	9,450	9,500	9,612
Коммерция	0	0	0	0	0	0
Другое	419	416	150	131	83	-

Источник: Азербенржи

Приложение I.3.7-1 План развития мощностей АО "АЗЕРЕНЕРЖИ"

Год	Проекты	Прираще- ние мощн. (МВт)	Сумм. Эффект. мощн. (МВт)	Макс. нагр. (МВт)	Резерв мощн. (МВт)
1995	Вывод из работы ТЭЦ Гянджа	-70	4,161	-	-
1995	Уменьшение мощностей Бакинской ТЭЦ - 1	-50	4,111	2,969	38.4
1996	Уменьшение мощностей Сумгаитской ТЭЦ - 1 (этап 1)	-100	4,001	3,151	27.0
1997	Восстановление номинальной мощности Азербайджанской ГРЭС (этап 1)	100	4,101	-	-
1997	Уменьшение мощности Сумгаитской ТЭЦ - 2	-50	4,051	3,320	22.0
1998	Восстановление номинальной мощности Азербайджанской ГРЭС (этап 2)	100	4,151	3,452	20.2
1999	Восстановление номинальной мощности Азербайджанской ГРЭС (этап 3)	112.5	4,261	-	-
1999	Окончание строительства Еникендской ГЭС	100	4,361	-	-
1999	Реконструкция Мингечаурской ГЭС (этап 1)	70	4,431	3,625	22.2
2000	Ввод в работу нового энергоблока (№9) Азербайджанской ГРЭС	300	4,731	-	-
2000	Восстановление номинальной мощности Азербайджанской ГРЭС (этап 4)	100	4,831	-	-
2000	Реконструкция Мингечаурской ГЭС (этап 2)	70	4,901	3,815	28.4
2001	Вывод из работы Бакинской ТЭЦ-2	-24	4,877	-	-
2001	Уменьшение мощностей Сумгаитской ТЭЦ - 1 (этап 2)	-100	4,777	3,985	20.0
2002	Ввод на ГРЭС "Северная" парогазовой энергетической установки мощностью 400 МВт	400	5,177	-	-
2002	Строительство и ввод в работу ветроэнергетической электростанции мощностью 30 МВт	30	5,207	4,155	25.3
2003	Ввод на Бакинской ТЭЦ - 1 двух газотурбинных установок мощностью по 50 МВт	100	5,307	-	-
2003	Вывод из работы устаревшего оборудования Бакинской ТЭЦ - 1 (этап 2)	-50	5,257	4,300	22.2
2004	Вывод из работы устаревшего энергоблока 150 МВт на ГРЭС "Северная"	400	5,657	-	-
2004	Ввод на Сумгаитской ТЭЦ - 1 парогазовой энергетической установки мощностью 400 МВт	-130	5,527	-	-
2004	Вывод из работы устаревшего оборудования Сумгаитской ТЭЦ - 2	-150	5,377	4,440	21.1
2005	Строительство и ввод в работу ветроэнергетической электростанции мощностью 30 МВт	400	5,777	-	-
2005	Вывод из работы устаревшего оборудования Али-Байрамлинской ГРЭС 2*150 Мвт (этап 1)	-230	5,547	4,580	21.1
2006	Ввод в работу Орлубадской ГЭС 3*10 Мвт	30	5,577	-	-
2006	Ввод в работу Шекинской ГЭС 3*1,2 Мвт	3	5,580	4,680	19.2
2007	Ввод в работу парогазовой установки мощностью 400 МВт (на площадке к югу от полуострова Абшерон)	400	5,980	-	-
2007	Вывод из работы устаревшего оборудования Али-Байрамлинской ГРЭС 2*150 Мвт (этап 2)	-230	5,750	4,780	20.2
2008	Ввод в работу Таузской ГЭС 3*126 МВт	380	6,130	-	-
2008	Вывод из работы устаревшего оборудования Али-Байрамлинской ГРЭС 1*150 Мвт (этап 3)	-110	6,020	4,900	22.8
2009	-	0	6,020	5,020	22.3
2010	Ввод в работу парогазовой установки №2 мощностью 400 МВт	400	6,420	-	-
2010	Вывод из работы устаревшего оборудования Али-Байрамлинской ГРЭС 2*150 Мвт (этап 4)	-230	6,190	5,140	20.4

Источник : Азеренерджи

ГЛАВА 4

**ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ АЗЕРЭНЕРЖИ
ГОРОДА БАКУ**

ГЛАВА 4 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ АЗЕРЭНЕРЖИ ГОРОДА БАКУ

4.1 Общие сведения

Каждый из трех городов - Баку, Сумгаит и Гянджа – имеет двойную систему энергоснабжения, по которой электроэнергия поставляется как городскими организациями, а также непосредственно Азербайджанской энергетической компании - небытовым потребителям. Некоторые небытовые потребители Баку снабжаются электроэнергией непосредственно Азербайджанской энергетической компании через линии электропередач среднего напряжения 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ и 6 кВ. Азербайджанская энергетическая компания продает оптом БаГЭС электроэнергию с напряжением, снижаемым до 10 кВ и 6 кВ на подстанциях 110 кВ и 35 кВ. БаГЭС распределяет купленную электроэнергию через свою собственную распределительную систему 10 кВ и 6 кВ и продает электроэнергию потребителям через распределительную сеть низкого напряжения 0,4 кВ.

Юрисдикция БаГЭС и Азербайджанской энергетической компании разграничена двояко. Одна граница находится на вторичной стороне трансформаторов подстанций 110 кВ и 35 кВ. Другая разграничивающая линия проходит на отправных концах фидеров 10 кВ и 6 кВ распределительных линий подстанций. Первый вариант можно часто наблюдать на относительно старых подстанциях в центральной части Баку, тогда как второй вариант применяется на новых подстанциях Азербайджанской энергетической компании. В первом случае распределительные устройства 10 кВ и 6 кВ на подстанциях принадлежат и эксплуатируются силами БаГЭС. Считается, что такая система возникла при отделении БаГЭС от Азербайджанской энергетической компании 40 лет назад. Те подстанции, которые были построены после отделения, в основном принадлежат и эксплуатируются силами Азербайджанской энергетической компании.

4.2 Организация Азербайджанской энергетической компании

Под контролем Азербайджанской энергетической компании находится Апшеронский п-ов, кроме Сумгаита, охватывающий территорию 2140 км² и население 1,8 млн. человек. Эта территория снабжается электроэнергией через два региональных отделения Азербайджанской энергетической компании, Центральную энерготеплосеть (ЦЭТС) и Апшеронскую энерготеплосеть (АЭТС). АЭТС контролирует окончание Апшеронского п-ва, включая почти полностью Сабунчинский, Сураханский, Азизбековский административные районы и частично Низаминский, Хатаинский районы. ЦЭТС отвечает за остальную часть Апшеронского п-ва, включая центральную часть Баку. Эти региональные сети эксплуатируют и проводят материально-техническое обслуживание линий электропередач, подстанций и распределительных сетей, занимаются управлением распределения нагрузки и оптовой продажи электроэнергии БаГЭС в системе до 110 кВ.

Планирование, проектирование и строительство объектов энергоснабжения осуществляются главным управлением Азербэнеджи. Деятельность региональных сетей ограничивается небольшим ремонтом и техническими работами. На Рисунке I.4.2-1 показана организационная структура АЭС. В Таблице I.4.2-1 приводится кадровое обеспечение этих двух региональных сетей (на конец 1998 г.)

Таблица I.4.2-1 Кадровое обеспечение "Азербэнеджи"

Квалификация	ЦЭТС	АЭТС	Итого
Административные работники и специалисты	251	177	428
- Руководители	70	60	130
- Специалисты	181	117	298
Рабочие	345	242	487
Другие	3	4	7
Всего	599 (150)	423 (85)	1022 (235)

(Источник: Азербэнеджи, ЦЭТС и АЭТС) Примечания :Цифры в скобках указывают на сотрудниц женского пола.

4.3 Система энергоснабжения Азербэнеджи

Электростанция "Северная", ТЭЦ Баку-1 и Баку-2 подают электроэнергию, горячую воду и пар (особенно к близлежащим заводам) в город Баку. Эксплуатация и техническое обслуживание этих электростанций выполняется другими организациями, занятыми производством энергии. В данном разделе объясняются состояние системы передачи энергии, включая линии передач, подстанции и распределительную сеть.

4.3.1 Система электропередач

В Таблице I.4.3-1 указана общая протяженность линий электропередач различного напряжения. В Приложении I.4.3-1 описываются детали. Линия передач 500 кВ является частью линий между крупнейшей в стране тепловой электростанцией АзГРЭС и Апшеронской подстанцией. Линия передач 330 кВ также является частью линий как между АзГРЭС и Апшеронской подстанцией, так и между Али-Байрамлинской тепловой электростанцией и подстанцией Яшма. Линия 330 кВ между АзГРЭС и Апшеронской подстанцией спроектирована на базе 500 кВ. Электросеть показана на Рисунке I.4.3-1.

Таблица I.4.3-1 Протяженность линий ЦЭТС и АЭТС (ед.изм.: цепь-км)

Напряжение	ЦЭТС	АЭТС	Итого
500 кВ	57	-	57
330 кВ	109	-	109
220 кВ	414	71	485
110 кВ	421	332	753
Всего	1001	403	1404

(Источник : Азербэнеджи, ЦЭТС и АЭТС)

Все 220 кВ линии электропередач – воздушные. Подстанции связаны одноцепными линиями, за

исключением соединения между Апшеронской подстанцией 500 кВ и Хырдаланской подстанцией 220 кВ (хотя эта часть связана четырехцепной линией, одноцепная линия не связана с Хырдаланской подстанцией). Система электропередач 220 кВ, однако, не выглядит надежной, т.к. число автоматических выключателей сведено к минимуму, и в линии установлены пи-образные ответвления. Линии электропередач 110 кВ также являются воздушными и используются в качестве распределительных линий электропередач. Главные подстанции соединены друг с другом двумя цепями. Подстанции, расположенные между крупными подстанциями, соединены 2 цепями с Т-образными ответвлениями.

Во многих случаях несущими конструкциями ЛЭП служат стальные опоры. Иногда используются бетонные или даже деревянные столбы. Металлоконструкции, из которых сделано большинство опор, не оцинкованы и заржавели, за исключением некоторых недавно построенных опор.

4.3.2 Подстанции

В Таблице I.4.3-2 и Приложении I.4.3-2 представлена схема подстанций в Баку.

Таблица I.4.3-2 Мощность трансформаторов по сетям и напряжению

Предмет	Напряжение	ЦЭТС	АЭТС	Итого
Кол-во подстанций	500/330 кВ	1	-	1
	220 кВ	3	2	5
	110 кВ	18	17	35
	Всего	22	19	41
Мощность (первичное напряжение) трансформатора	500 кВ	534 МВА	-	534 МВА
	300 кВ	266 МВА	-	266 МВА
	220 кВ	1196 МВА	550 МВА	1746 МВА
	110 кВ	1320 МВА	1237 МВА	2557 МВА
	Всего	3316 МВА	1787 МВА	5103 МВА

(Источник : Азербэнеджи, ЦЭТС и АЭТС)

Бетонные столбы используются в качестве опор для поддержки кабелей на подстанциях, за исключением недавно построенных подстанций. Оборудование на подстанциях зачастую устанавливается на бетонных опорах. Часто встречаются случаи неудовлетворительной установки оборудования. Заземление нейтралей трансформаторов производится непосредственно на землю.

4.3.3 Распределительная система

Распределительная система высокого напряжения состоит из распределительного оборудования 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ и 6 кВ. В Таблице I.4.3-3 приводится краткое описание распределительного оборудования среднего напряжения. В Приложении I.4.3-3 описываются подстанции, которые снабжают энергией БаГЭС в зоне исследования, а подробное описание распределительных сетей этих подстанций приводится в Приложении I.4.3-4, схема расположения представлена на Рисунке I.4.3-2.

Линии 35 кВ в пригородах зачастую являются воздушными линиями, а линии в центральной части города чаще проложены под землей.

Таблица 1.4.3-3 Описание распределительного оборудования высокого напряжения

Характеристика	Напряжение	ЦЭТС	АЭТС	Итого
Протяженность линии	35 кВ (возд.)	368,0 км	396,4 км	764,4 км
	35 кВ (подзем)	92,5 км	9,2 км	101,7 км
	20 кВ (возд.)	29,0 км	47,6 км	76,6 км
	20 кВ (подзем)	5,4 км	15,0 км	20,4 км
	10 кВ (возд.)	-	13,6 км	13,6 км
	10 кВ (подзем)	5,1 км	1,0 км	6,1 км
	6 кВ (возд.)	-	85,4 км	85,4 км
	6 кВ (подзем)	-	-	6,5 км
	Итого	500,0 км	574,7 км	1747 км
Мощность трансформатора	35 кВ	888,2 МВА	728,7 МВА	1616,9 МВА
	20 кВ	106,7 МВА	114,2 МВА	220,9 МВА
	10 кВ	2,0 МВА	37,6 МВА	37,8 МВА
	6 кВ	0,8 МВА	(включая 10 кВ)	(включая 10 кВ)
	Всего	997,7 МВА	880,5 МВА	1878,2 МВА

(Источник : Азерэнержи, ЦЭТС и АЭТС)

4.3.4 Контроль системы распределительной сети

Региональные Диспетчерские Службы (РДС), контролирующие систему Азерэнержи 110 кВ и ниже, организуются каждым отделением. Такие службы ЦЭТС и АЭТС находятся соответственно на Хырдаланской подстанции 110 кВ и Сураханской подстанции 220 кВ. Т.к. РДС АЭТС очень стара, технически изношена и работает с большой нагрузкой, во дворе АЭТС строится новая РДС. В настоящее время внутренняя отделка почти завершена, и часть графической панели уже установлена. Однако ввиду недостатка средств не ясно, когда строительство будет завершено.

РДС состоит из графической панели, диспетчерского стола и коммуникационного оборудования, аналогичного НЦУРН, описанному в Разделе 3.2.4. В РДС ЦЭТС два диспетчера работают круглосуточно в 4 смены. Кроме того, здесь еще два человека, ответственные за техническое обслуживание и эксплуатацию подстанции.

На графической панели РДС ЦЭТС размером 3×18 м показаны и классифицированы цветовым кодом все линии передач и подстанции 500 кВ, 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ в зоне снабжения. Хотя оборудование РДС ЦЭТС новее, чем НЦУРН, оно не полной комплектации, и выключатели установлены на панели, но не подключены. Кнопочный диск переключения установлен на панели, но не функционирует. На панели не установлены такие измерительные приборы, как вольтметр и ваттметр, кроме частотомера, и их установка не предусматривается. Самописец для регистрации

рабочих данных также не установлен. Из телекоммуникационного оборудования в РДС имеются рация и телефон, с помощью которых диспетчер связывается с каждой подстанцией. Индикаторы положения разомкнуто/замкнуто распределительных устройств переключаются диспетчерами. Регистрация аварий, восстановительных работ и операционных команд каждый раз заносится в журнал.

В сравнении с ЦЭТС, оборудование РДС АЭТС очень старое. На графической панели индицируется только магистральная сеть электропередачи, причем не установлено оборудование для индикации состояния сети. Эксплуатация системы ведется на основе имеющегося опыта работы пожилыми диспетчерами, которые определяют состояние каждой подстанции и подают соответствующие команды по телефону и рации.

4.4 Энергоснабжение и спрос

В зоне Баку, как указывалось, Азербэнеджи отвечает за энергоснабжение крупных потребителей, кроме населения (однако, оптовая продажа некоторым домам производится), а также за оптовую продажу БаГЭС. Состояние энергоснабжения и спроса в Баку, таким образом, нужно анализировать одновременно с рассмотрением соответствующей ситуации в Азербэнеджи.

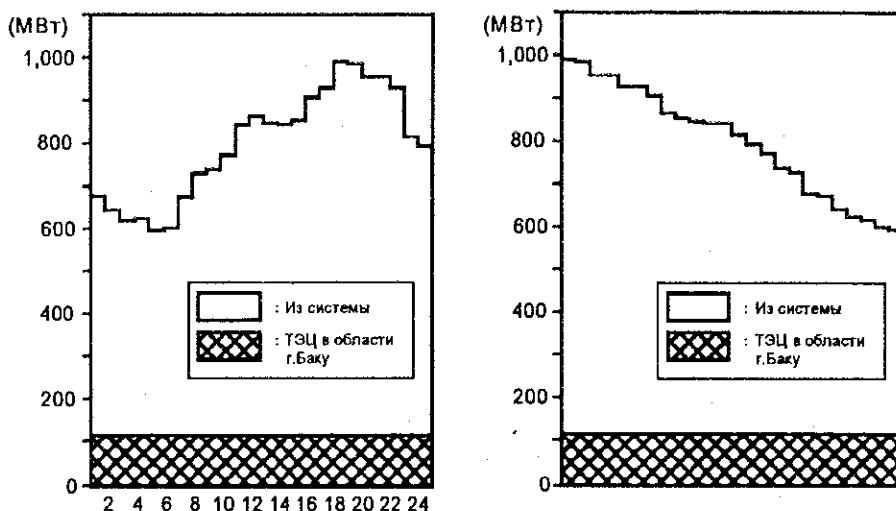
4.4.1 Электроснабжение Азербэнеджи

(1) Кривые нагрузки

Большая часть электроэнергии, потребляемой в Баку, производится АзГРЭС и Али-Байрамлинской тепловой электростанцией, а также группой гидроэлектростанций Куринской Речной Системы, и поставляется в Баку через систему электропередач, описанную в подразделе 4.3.1. Электростанция "Северная" и теплоэлектроцентрали подают энергию в Баку.

Кривые суточной нагрузки, служащие индикатором энергетического баланса г.Баку, можно построить на основе данных о электроснабжении Баку по ЛЭП 220 кВ, энергии, переданной в г.Сумгаит по ЛЭП 110 кВ и выработанной энергии на электростанциях в г.Баку.

На Рисунке I.4.4-1 представлена кривая суточной нагрузки и кривая длительности суточной нагрузки на 16 декабря 1998 г., когда были проведены почасовые подробные измерения и запись. Обычно измерения проводятся в интервале 4-5 ч на подстанциях. В соответствии с этими данными, максимальная нагрузка в тот день была 990 МВт, что эквивалентно порядка 30% максимальной нагрузки (3353 МВт) электросети страны, за исключением Нахичеванской АР. Коэффициент нагрузки в тот день составил 80%.



(а) Кривая суточной нагрузки (б) Кривая длительности суточной нагрузки

Рисунок 1.4.4-1 Кривая суточной нагрузки в Баку (16 декабря 1998 г.)

(2) Объем энергоснабжения

В Таблице 1.4.4-1 представлены сведения о годовом объеме выработки электроэнергии на электростанциях, полученные в ходе консультаций для определения кривых суточной нагрузки, а также сведения об электроэнергии, переданной по ЛЭП.

Таблица 1.4.4-1 Объем энергоснабжения г.Баку (ГВт-ч)

Пункт	1998	1999
(1) Выработка эл/энергии на эл/станциях Баку	389,0	394,0
(2) Передача эл/энергии по ЛЭП	5525,9	5182,6
(3) Передача эл/энергии за пределы города	445,3	370,6
(4) Энергоснабжение г.Баку, итого	5469,6	5206,0

На основе этих данных рассчитан коэффициент среднегодовой загрузки на 1998 г., равный 63,1%.

(3) Коэффициент среднегодовой загрузки

Вышеупомянутый коэффициент среднегодовой загрузки рассчитан на основе общего потребления электроэнергии Азербайджана, в основном представленного промышленностью (около 70%) и транспортом (около 14%), а также потребностей БаГЭС, в основном за счет энергопотребления населением (около 80% в 1998 г.) Кривая нагрузки для первого случая характеризуется высокой степенью нагрузки и ее пик падает на дневное время, в то время как для второго случая нагрузка низка и ее пик падает на темное время суток. Более того, первый случай менее подвержен сезонным изменениям потребности в электроэнергии, в то время как для второго случая наблюдается значительная зависимость от сезона из-за потребности в отоплении зимой. Такая ситуация еще больше влияет на различие между двумя рассматриваемыми коэффициентами загрузки. С учетом

этих факторов, в данном исследовании коэффициент среднегодовой загрузки для Азерэнержи принят равным 80%, а для БаГЭС равным 55%. Пиковая нагрузка составляет 235 МВт и 755 МВт, соответственно.

4.4.2 Энергопотребление по группам потребителей Азерэнержи

(1) Объем продаж электроэнергии

В 1998 г. Азерэнержи было продано 4953,4 ГВт-ч электроэнергии в зоне Баку, что составило 34,7% от общего объема сбыта в Азербайджане. Объем сбыта электроэнергии, за исключением оптовых продаж БаГЭС, составил 1634,8 ГВт (33% от общего спроса в зоне Баку). Из этого объема 877,6 ГВт-ч было потреблено в центральной части города. Объем продаж электроэнергии в 1997 - 1999 гг. указан в Таблице I.4.4-2, подробности приведены в приложении I.4.4-1. Хотя средний рост объема продаж электроэнергии городу Баку очень велик (13,3%), общий объем продаж Азерэнержи, имеющей немного потребителей среди населения, вырос меньше ввиду застоя промышленной деятельности.

Таблица I.4.4-2 Объем продаж энергии Азерэнержи в г.Баку (ед.изм: ГВт-ч)

Категория	1997		1998		1999	
	Объем продаж	Объем продаж	Темпы роста (%)	Объем продаж	Темпы роста (%)	
Опт. продажа	2934,4	3318,6	13,1	3610,2	8,8	
Промышл.	1236,0	1150,1	-7,0	949,7	-17,4	
Непромышл.	70,4	60,2	-14,5	33,8	-43,9	
Коммерч.ск.	9,2	17,5	90,0	22,8	30,2	
Транспорт	138,9	223,5	61,0	265,4	18,7	
Другие	206,2	183,5	-10,8	214,1	16,7	
Итого	4595,1	4953,4	7,8	5095,9	2,9	
За искл. оптов.	1660,7	1634,8	-1,6	1485,7	-9,1	

(Источник: Азерэнержи, ЦЭТС и АЭТС)

(2) Потери

Потери Азерэнержи при передаче и распределении энергии в г.Баку в 1998 г. оцениваются величиной 516 ГВт-ч, что эквивалентно 9,4% общего объема энергоснабжения Баку или 3,0% общего объема энергоснабжения Азербайджана. Эти потери также составляют 17,7% всех потерь Азерэнержи при передаче и распределении энергии (2911 ГВт-ч). Величина потерь, равная 9,4%, считается очень высокой, принимая во внимание, что потребление БаГЭС (оптовый покупатель энергии напряжением 10 и 6 кВ) составляет 67% (в 1998 г.) от совокупного объема энергопотребления в этом регионе.

(3) Оптовая продажа электроэнергии городу Баку (БаГЭС)

Оптовая продажа Азерэнержи электричества БаГЭС осуществляется через более чем 80 распределительных линий 10 кВ и 6 кВ. Данные об объемах приобретенного электричества

регистрируются по административным районам (Сабаильский, Ясамальский, Насиминский, Наримановский и Бинагадинский) и по остальным сетевым районам. Условия энергоснабжения в 4 районах, лежащих в зоне исследования, недостаточно ясны. Чтобы разобраться в объеме энергоснабжения каждого из 6 административных районов в зоне исследования, использовались данные по количеству энергии, поданной подстанциями Азербээнержи в каждый район. Эти данные представлены в Таблице I.4.4-3. Данные этой таблицы, однако, приводятся только для справки и общей оценки ситуации с энергопотреблением. Эти данные были получены с учетом расположения конкретных подстанций. Другими словами, поскольку имеются подстанции, снабжающие энергией несколько административных районов, эти данные могут не вполне точно отражать ситуацию с энергоснабжением в каждом конкретном районе.

Таблица I.4.4-3 Объем оптовой продажи энергии по районам (1998)

Районы	Объем энергии (ГВт-ч)
Зона Исследования	
Сабаильск.	275,3
Ясамальск.	310,5
Насиминск.	455,6
Наримановск.	98,3
Низаминск.	162,3
Хатаинск.	459,5
Другие районы	1557,1
Итого	3318,6

(4) Количество потребителей

В Таблице I.4.4-4 показано количество потребителей Азербээнержи. К непромышленным потребителям относятся общественные учреждения, включая школы, больницы, спортивные сооружения, государственные организации, местные органы управления. Следует заметить, однако, что большая часть подобных учреждений относится к БаГЭС. В то же время, среди "непромышленных" потребителей Азербээнержи имеются военные госпитали и школы. Категория "бытовых потребителей" в случае Азербээнержи подразумевает оптовую продажу некоторым поселкам и жилым массивам.

Таблица I.4.4-4 Количество потребителей Азербээнержи (1998)

Тарифная категория	ЦЭС	АЭС	Всего
Оптовая продажа (БаГЭС)	1	1	2
Бытовые потребители (вкл. жил. здания)	6	11	17
Промышленность	187	187	374
Непромышленные потребители	54	14	68
Торговля	32	31	63
Транспорт	4	4	8
Сельское хозяйство	3	29	32
Иные	2	30	32
Всего	289	307	596

(Источник: Азербээнержи, ЦЭС и АЭС)

(5) Сбор платежей за электроэнергию

В Таблице I.4.4-5 представлены данные о сборе платежей в г.Баку для Азербээнержи (ЦЭТС и АЭТС) за период 1998-1999 г. Разбивка по тарифам приведена в Приложении I.4.4-2. В сравнении с долей сбора платежей в 1998 г. (49,5%), в 1999 г. не было зарегистрировано значительного улучшения (50,1%). Как видно из таблицы, порядка 50% оплаты приходится на долю промышленности и другие категории потребителей в г.Баку. Несмотря на экономический застой, уровень сборов этих категорий достаточно хороший, 73%. Однако уровень сборов БаГЭС, которая в основном снабжает энергией население, остается около 20%, значительно ухудшая общую картину.

Таблица I.4.4-5 Положение со сбором оплаты в г.Баку (1998-1999 гг.)

		1998			1999		
		Счета (млн.АзМ)	Сбор (млн.АзМ)	Доля (%)	Счета (млн.АзМ)	Сбор (млн.АзМ)	Доля (%)
ЦЭТС	Оптовая продажа Баку	173320	38987	22,5	163829	44876	27,4
	Пром. Сектор	117619	99772	84,8	79939	64048	80,1
	Другие	52287	45754	87,5	64407	51113	79,4
	Итого	344226	184516	53,6	308175	160037	51,9
АЭТС	Оптовая продажа Баку	153734	24149	15,7	148089	17398	11,7
	Пром. Сектор	128218	102602	80,0	102701	100068	97,4
	Другие	29927	13197	44,1	27052	16313	60,3
	Итого	311879	139948	44,9	277842	133779	50,1
Итого	Оптовая продажа Баку	327054	63136	19,3	311918	62272	20,0
	Пром. Сектор	245837	202374	82,3	182640	164116	89,9
	Другие	83214	58954	70,8	91459	67428	73,7
	Итого	656105	324464	49,5	586017	293816	50,1

(Источник : Азербээнержи, ЦЭТС и АЭТС)



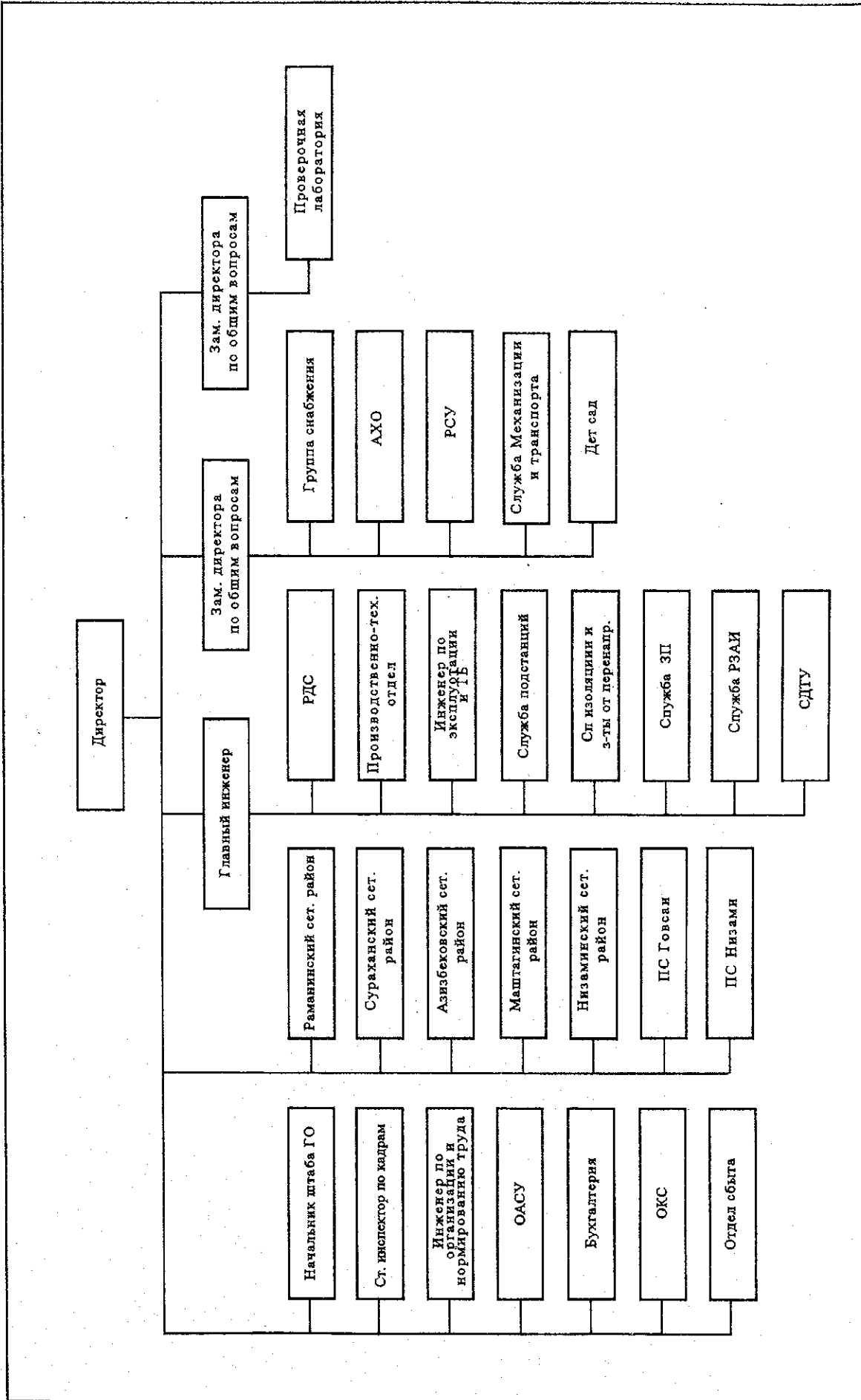


Figure / Схема 1.4.2-1

Title / Название Рисунка

Организационная структура Абшеронской Электросети

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
 Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Города Баку

Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.

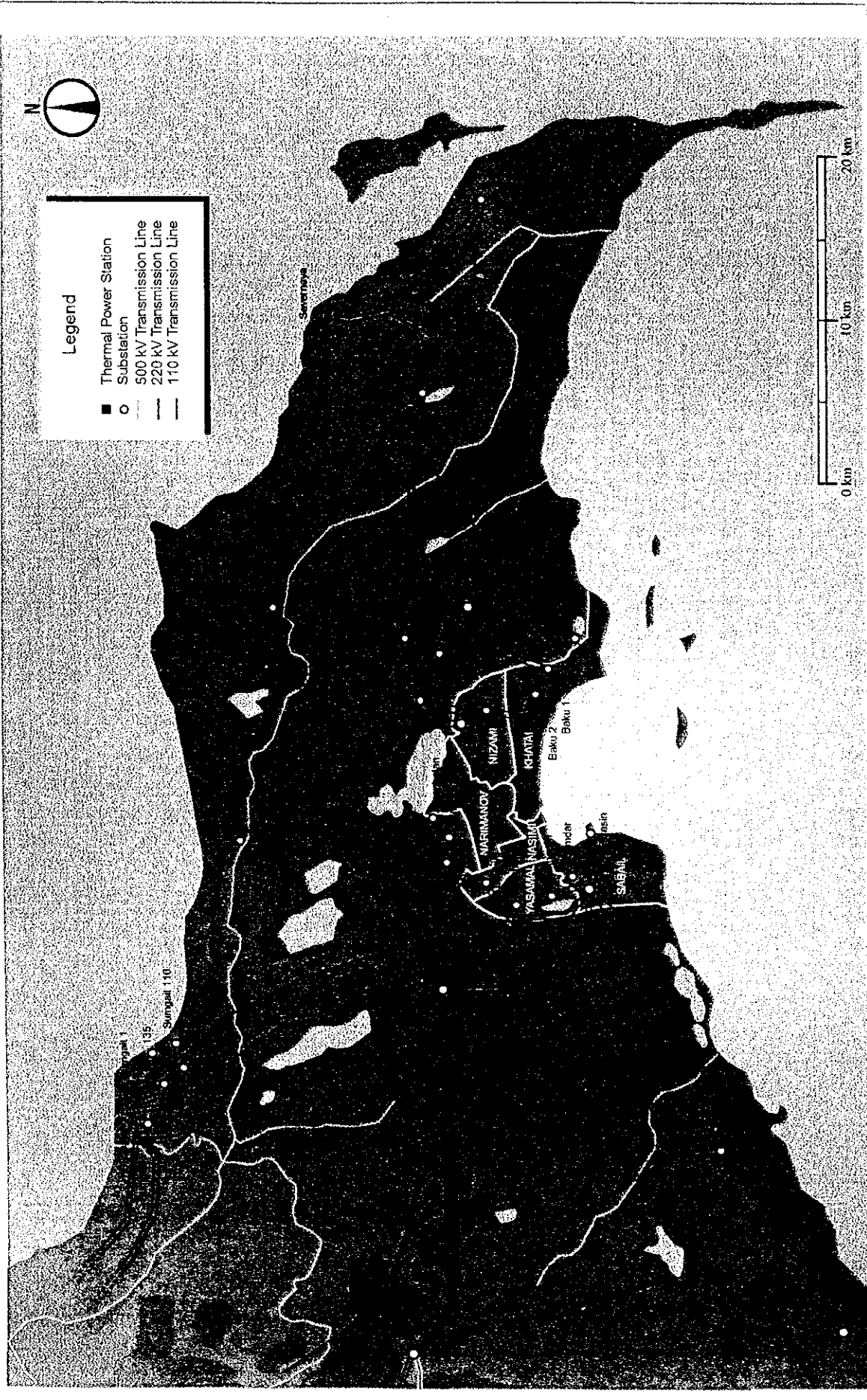
Yaroslavl International Cooperation Agency
 Ярославский Агентство Международного Сотрудничества

PO "BAKSELEKTROSETL"
 АО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"



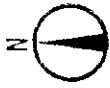
Legend

- Thermal Power Station
- Substation
- 500 kV Transmission Line
- - - 220 kV Transmission Line
- 110 kV Transmission Line



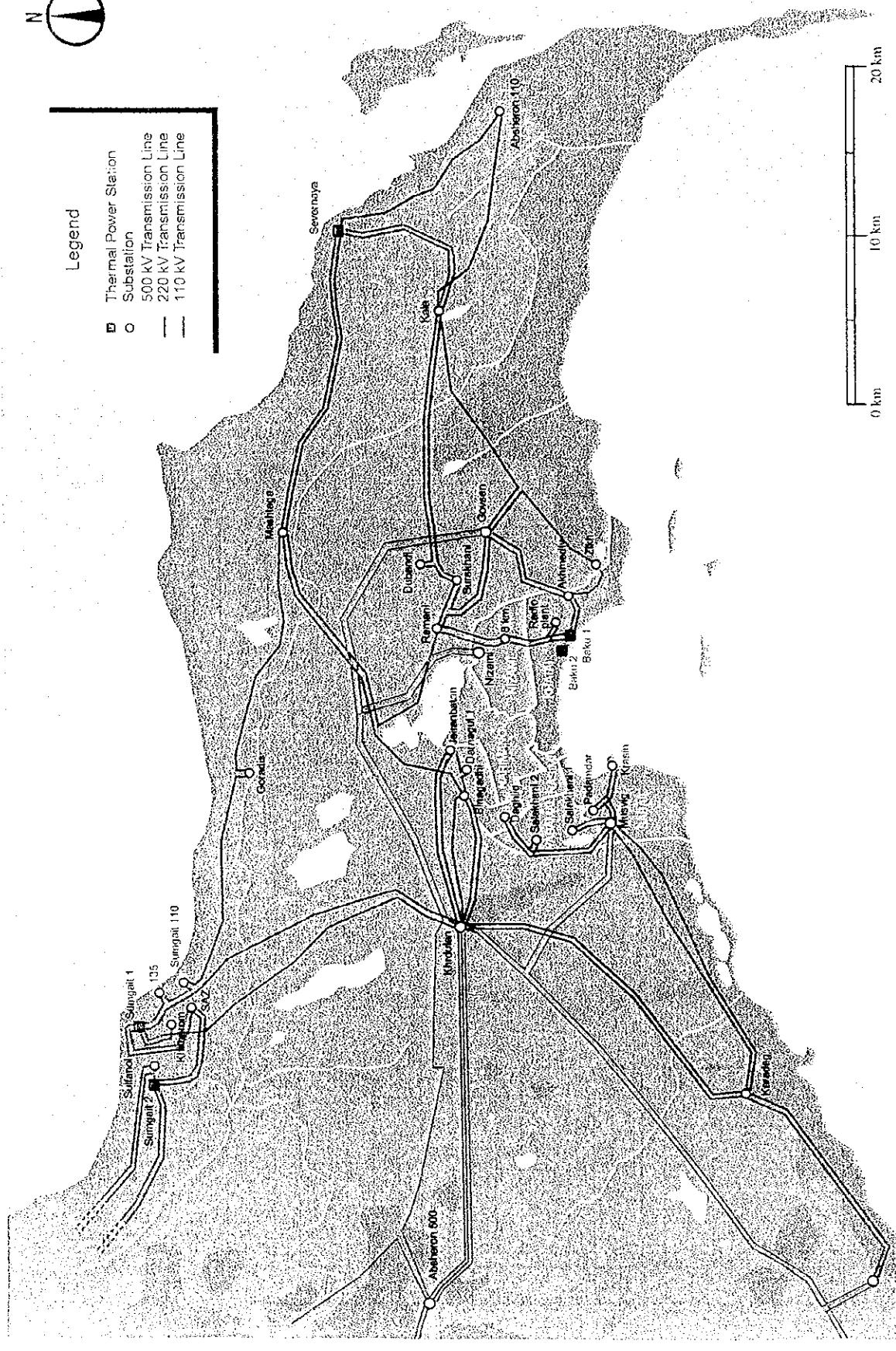
<p>Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Изучение Генерального Штота Восстановления и Реконструкции Электрообеспечения Города Баку</p>	
<p>Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"</p>	<p>Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества</p>
<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие ЭИИПОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.</p>	

Figure / Схема 1.4.3-1
 Title / Название Рисунка
 Система Электропередач на Абшеронском полуострове



Legend

- ▣ Thermal Power Station
- Substation
- 500 kV Transmission Line
- 220 kV Transmission Line
- 110 kV Transmission Line



<p>Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Города Баку</p>	
<p>Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"</p>	<p>Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества</p>
<p>Figure / Схема 1.4.3-1 Title / Название Рисунка Система Электропередач на Абшеронском полуострове</p>	
<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернэшнл Корп.</p>	

BPEE-Baku Plant for Electromechanical Equipment
 DHS-Dairici Heating Station
 ACP-AV Conditioner Plant

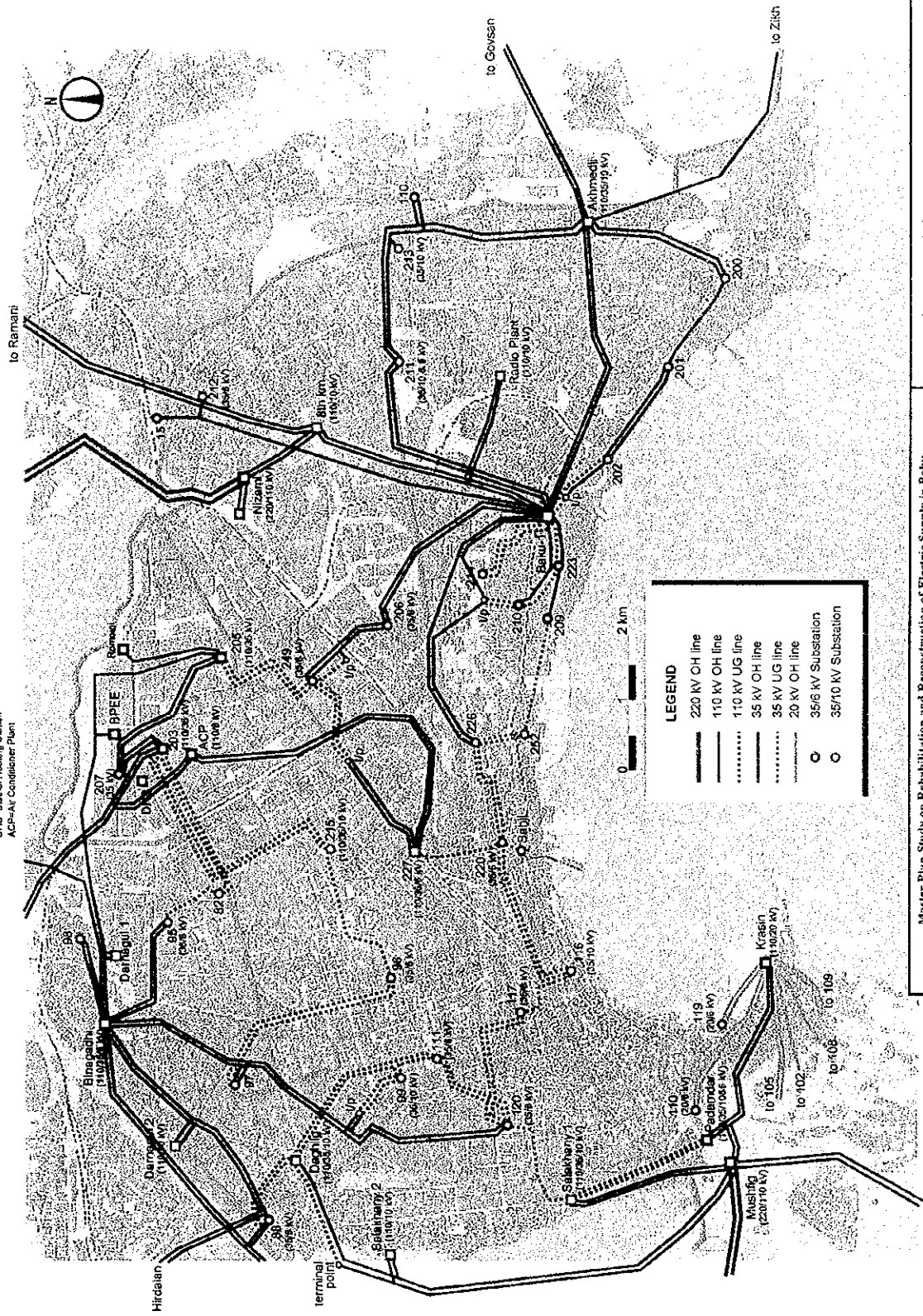


Figure / Схема 1.4.3-2

Title / Название Рисунка

Система Электропередач в Баку

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Проект Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электрообеспечения Города Баку	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.
Baku Electric Network АО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Japan International Cooperation Agency Японская Агентство Международного Сотрудничества

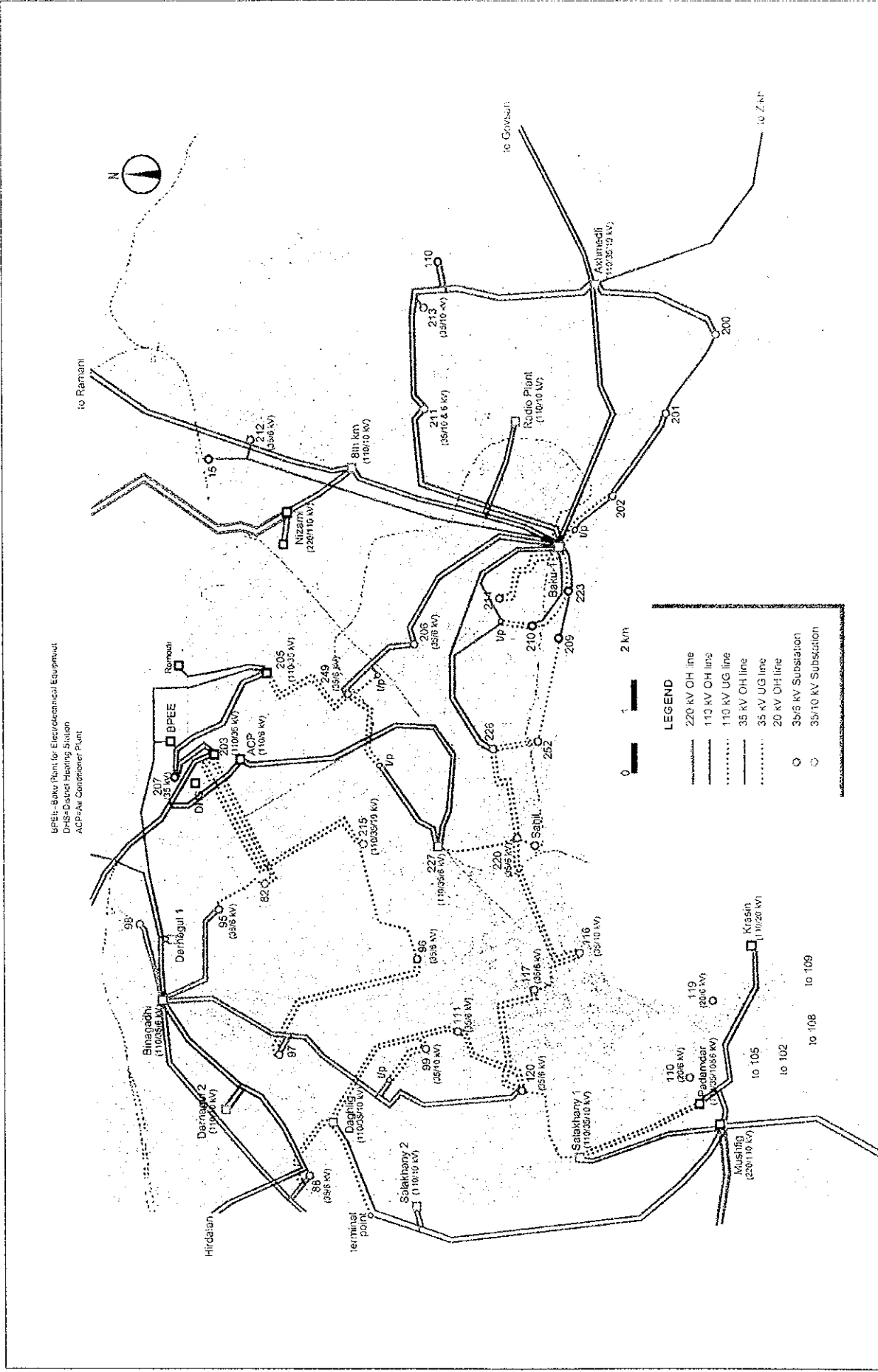
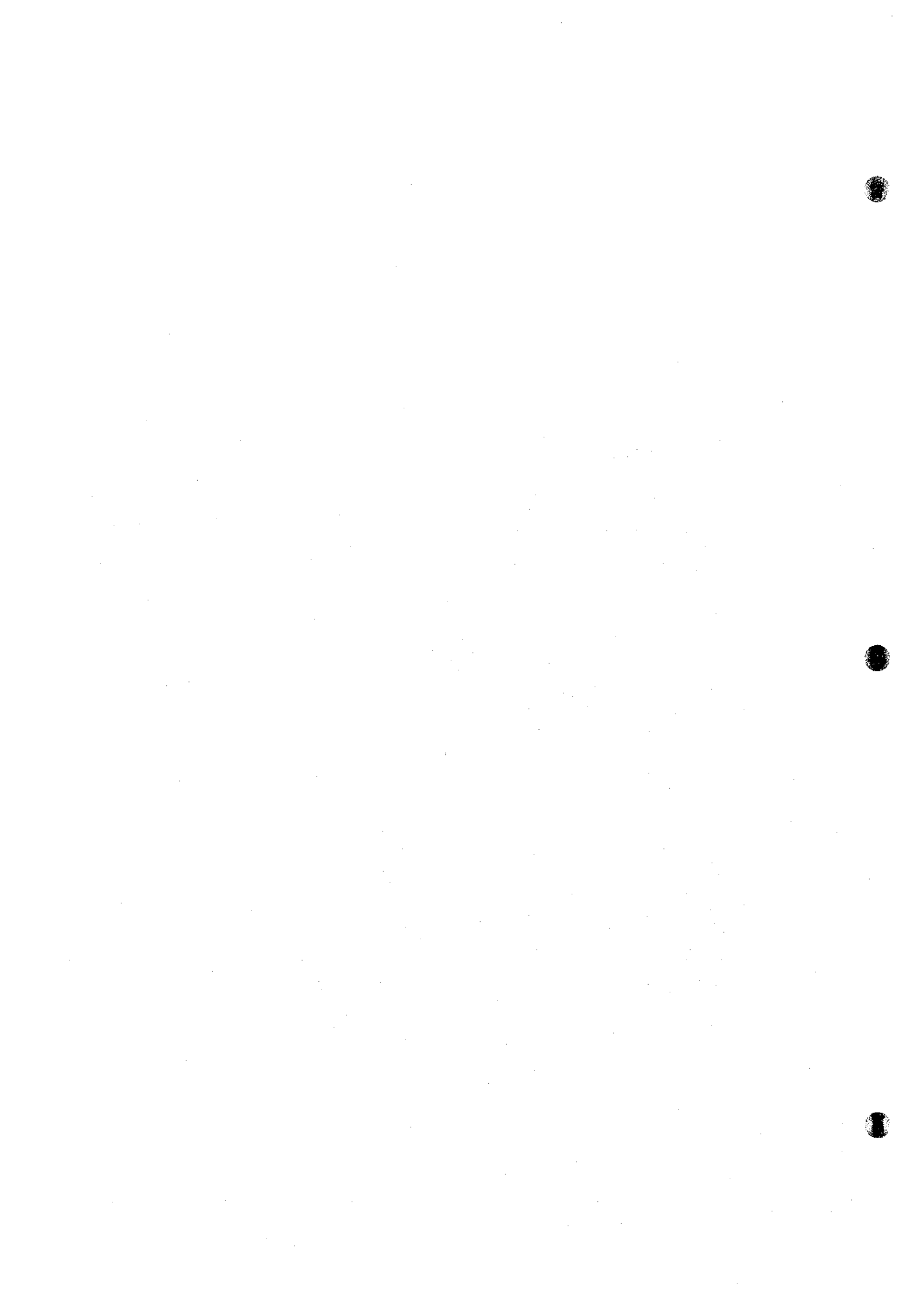


Figure / Схема 1.4.3-2
 Title / Название Рисунка Система Электропередач в Баку

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Проектное Техническое Решение по Реконструкции Электроэнергетической Системы Баку	
Baku Electric Network 100 "BAKU-ELECTROSET"	Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Joint Venture Nippon Koei (Co., Ltd. & KRJ International Corp. Совместное предприятие НИППОН КОЭИ и КРД Интернешнл Корп.	



№	Вольтаж (кВ)	Подстанции		Длина линий (км)			Проводник		Год прокладки
		ОТ	К				Тип	Сечение (мм ²)	
220 кВ									
Центральная сеть									
1	220	Алибайрамлы	Мушвиг	36.50	1	36.5	АС	2 x 300	1961
2	220	Алибайрамлы	Сангачал	25.90	1	25.9	АС	2 x 300	1962
3	220	Абшерон	Хырдалан	23.20	1	23.2	MN	240	1949
4	220	Абшерон	Хырдалан	23.70	1	23.7	M	240	1954
5	220	Абшерон	Хырдалан	24.80	1	24.8	АС	600	1995
					1	0.0	АС	500	1995
					1	0.0	АС	300	1995
6	220	Хырдалан	Мушвиг	14.70	1	14.7	АС	300	1988
7	220	Хырдалан	Сангачал	44.80	1	44.8	АСО	2 x 300	1962
8	220	Хырдалан	Говсанлы	16.65	1	16.7	АСС	500	1975
9	220	Хырдалан	Ахсу	39.70	1	39.7	MN	240	1949
						0.0	АС	300	1949
10	220	Абшерон	Говсанлы	38.70	1	38.7	АСО	500	1975
11	220	Абшерон	Габала	38.80	1	38.8	MN	240	1954
					1	0.0	АС	300	1954
	Итого					327.5			
Абшеронска электросеть									
1	220	T-branch point	Говсанлы	24.40	2	48.80	АСО	500	
2	220	T-branch point	Низами	11.20	2	22.40	АС	2x300	
	Итого					71.20			
110 кВ									
Центральная сеть									
1	110	Хырдалан	СНР	13.90	1	13.9	M	95	1958
2	110	Хырдалан	СНР	16.80	1	16.8	M	95	1955
3	110	Хырдалан	МКЗ(ЗВК)	16.10	1	16.1	АСК	300	1967
4	110	Бинагади	Хырдалан	12.10	1	12.1	M	120	1954
5	110	Бинагади	Хырдалан	12.20	1	12.2	M	120	1949
6	110	Бинагади	205	7.70	1	7.7	M	120	1963
7	110	Бинагади	Хырдалан	12.70	1	12.7	АСК	185	1970
8	110	Хырдалан	МКЗ(ЗВК)	19.10	2	38.2	АСК	185	1967
					2	0.0	АСК	300	1967
9	110	Хырдалан	83	12.50	2	25.0	M	95	1982
					2	0.0	АСК	185	1982
10	110	Сураханлы	83	23.40	2	46.8	M	95	1940
					2	0.0	АСК	185	1940
11	110	Буга	Хырдалан	20.20	1	20.2	M	120	1954
12	110	Буга	Хырдалан	20.30	1	20.3	АС	185	1956
13	110	Дарнаголь	Binagadi / Бинагади	5.87	1	5.9	M	120	
					1	0.0	АС	185	
14	110	Буга	Мушвиг	10.40	1	10.4	АС	185	1989
15	110	Буга	Мушвиг	10.60	1	10.6	АС	185	1989
16	110	Сангачал	Буга	22.90	1	22.9	АС	95	1951
					1	0.0	АС	150	1951
17	110	Сангачал	Буга	23.80	1	23.8	M	70	1951
18	110	Сангачал	Сангачал	2.80	1	2.8	АС	70	1951
19	110	Сангачал	Сангачал	2.80	1	2.8	АС	70	1951
20	110	Сангачал	Сангачал	2.80	1	2.8	АС	120	1982
21	110	Сангачал	Сангачал	2.80	1	2.8	АС	120	1982
22	110	Алат	Сангачал	31.40	1	31.4	АС	150	1934
23	110	Алат	Сангачал	31.80	1	31.8	M	70	1957
24	110	DOZ	Буга	2.40	1	2.4	АС	120	1982
25	110	DOZ	Буга	2.40	1	2.4	АС	120	1982

№	Вольтаж (кВ)	Подстанции		Длина линий (км)			Проводник		Год прокладки
		ОТ	К				Тип	Сечение (мм ²)	
26	110	Бута	Мушвиг	4.00	1	4.0	АСК	185/29	1988
27	110	Бута	Мушвиг	3.80	1	3.8	АСК	185/29	1988
28	110	Сураханы	Мушвиг	3.80	1	3.8	АСК	120/19	1988
29	110	Сураханы	Мушвиг	2.40	1	2.4	АСК	185/129	1988
30	110	Даглыг	Мушвиг	6.60	1	6.6	АС	185	1988
31	110	Даглыг	Мушвиг	6.60	1	6.6	АС	185	1988
32	110	МКЗ(ЗКВ)	227	4.70	1	4.7	АСК	185	1967
33	110	МКЗ(ЗКВ)	227	4.70	1	4.7	АСК	185	1967
	Итого					431.4			
Абшеронска электросеть									
1	110	Говсапы	Бакиханов	7.40	1	7.40	АС	300	
2	110	Говсапы	Бакиханов	7.43	1	7.43	АС	300	
3	110	Гюнепили		0.10	2	0.20	АС	300	
4	110	Бакиханов	Раманы	3.00	1	3.00	АС	185	
5	110	Бакиханов	Сураханы	3.02	1	3.02	АС	120	
				3.92	1	3.92	АС	185	
				7.66	1	7.66	АС	300	
6	110	Раманы	Сураханы	2.99	1	2.99	М	70	
				0.22	1	0.22	М	95	
7	110	Раманы	8-ой км	4.70	2	9.40	М	120	
				0.30	2	0.60	АС	0.5	
8	110	8-ой км	Ваку I СНР	n/a	2		n.a	n.a	
9	110	Сураханы	Гала	0.50	1	0.50	М	95	
				12.20	1	12.20	М	70	
				1.20	1	1.20	АС	150	
10	110	Аэропорт		0.50	2	1.00	М	70	
11	110	Сураханы	Гала	0.50	1	0.50	М	95	
				12.50	1	12.50	М	70	
				1.40	1	1.40	АС	150	
12	110	Говсапы	Канализационно-очистны е сооружения	9.00	1	9.00	АС	120	
13	110	Говсапы	Зых	3.00	1	3.00	М	95	
				2.10	1	2.10	АС	120	
14	110	Зых	Ахмедлы	2.60	1	2.60	АС	150	
				0.50	1	0.50	М	120	
				5.00	1	5.00	М	95	
15	110	Говсапы	Ахмедлы	6.40	2	12.80	АС	185	
16	110	Говсапы	Гала	10.64	1	10.64	М	95	
				1.86	1	1.86	АС	150	
17	110	Гала	Северная	13.90	1	13.90	М	150	
		Гала	Северная	14.30	1	14.30	М	120/150	
18	110	Гала	Дубенди	17.90	1	17.90	М	95	
19	110	Северная / Северная	Дубенди	17.00	1	17.00	М	120/150	
20	110	Северная	Маштага	7.60	2	15.20	АСО	480	
				8.00	2	16.00	АС	500	
				6.00	2	12.00	АС	300	
				4.30	2	8.60	АС	240	
				0.20	2	0.40	АС	150	
21	110	Маштага	Вишневка	2.70	2	5.40	АС	150	
22	110	Маштага	Забрат	0.15	1	0.15	АСК	150	
				8.83	1	8.83	М	95	
23	110	Раманы	Маштага	11.00	1	11.00	М	95	
				10.00	1	10.00	М	120	
				4.80	1	4.80	АС	120	
	Итого					278.12			

Приложение I.4.3-2 Подстанции АЗЕРЕНЕРЖИ в Баку

№	Подстанция	Кол-во блоков	Напряжение			Мощность Первичная	Год установки	Примечания
			1st	2nd	3rd			
Центральная сеть								
500 кв								
1	Абшерон	1	500	220		267.0		
		2	500	220		267.0		
	Итого	2				534.0		
330 кв								
1	Абшерон	1	330	220		133.0		
		2	330	220		133.0		
	Итого	2				266.0		
220 кв								
1	Хырдалан	1	220	110	10	240.0		
		2	220	110		240.0		
		3	220	110		190.0		
2	Мувиг	1	220	110	10	200.0		
		2	220	110		200.0		
3	Сангачал	1	220	110		63.0		
		2	220	110		63.0		
	Итого	7				1,196.0		
110 кв								
1	Теплостанция	1	110		-	40.0		
		2	110		-	31.5		
2	Улдуз	1	110	10		16.0		
		2	110	10		16.0		
3	Патамдар	1	110			40.0		
		2	110			40.0		
4	Салаханы - I	1	110	35	10	31.5		
		2	110	35	10	40.0		
5	Салаханы - II	1	110	35	10	25.0		
		2	110	35	10	25.0		
6	Баил	1	110	20		40.0		
		2	110	20		40.0		
		3	110	20		40.0		
		4	110			20.0		
7	Пула	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	31.5		
8	Гарабаг	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
9	Сангачал - I	1	110	35	6	16.0		
		2	110	35	6	16.0		
10	Сангачал - II	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
11	Бинагади	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
		3	110	35	6	40.0		
		4	110	35	6	40.0		
12	Дарнагюль - I	1	110			25.0		
		2	110			25.0		
13	DSK-4 (Building Const.-4)	1	110	35	6	10.0		
		2	110	35	6	25.0		
14	Дарнагюль - 2	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	40.0		
15	Даглыг	1	110			40.0		
		2	110			40.0		
16	205	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
		3	110	35	6	40.0		

Приложение I.4.3-2 Подстанции АЗЕРЕНЕРЖИ в Баку

№	Подстанция	Кол-во блоков	Напряжение			Мощность Первичная	Год установки	Примечания
			1st	2nd	3rd			
		4	110	35	6	31.5		
17	Завод кондиционеров	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
18	Завод нефтеперерабю оборуд	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
	Итого	42				1,320.0		
Абшеронская электросеть								
220 кв								
1	Говсанлы	1	220	110		200.0		
		2	220	110		200.0		
2	Низамлы	1	220	110		125.0		
		2	220	110		125.0		
	Итого	4				650.0		
110 кв								
1	Раманы	1	110	20	-	40.5		
		2	110	20	-	40.0		
		3	110	20	-	30.0		
2	Бакиханов	1	110	10		25.0		
		2	110	35	10	25.0		
3	Гюнешлы	1	110	10		40.0		
		2	110	10		20.0		
4	Сураханы	1	110	20	6	31.5		
		2	110	20	6	40.0		
5	Аэропорт Бина	1	110	п.а	п.а	25.0		
		2	110	п.а	п.а	25.0		
6	8-ой км	1	110	10	35	31.5		
		2	110	10	35	31.5		
		3	110	6	6	40.0		
		4	110	6		20.0		
		5	110	6		20.0		
7	Ахмедлы	1	110	35	10	63.0		
		2	110	35	10	63.0		
8	Зых	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
		3	110	35	6	25.0		
9	Канализационно-очистные со	1	110	6		16.0		
		2	110	6		16.0		
10	Радио	1	110	10		40.0		
		2	110	10		25.0		
11	Забрат	1	110	35	10	40.0		
		2	110	35	10	40.0		
12	Мангата	1	110	35	6	31.5		
		2	110	35	6	40.0		
13	Завод	1	110	6		10.0		
		2	110	6		10.0		
14	Гала	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
15	Дубенлы	1	110	35	6	31.5		
		2	110	35	6	31.5		
16	Азеронлы	1	110	6		20.0		
		2	110	6		20.0		
		3	110	6		20.0		
17	Азеронлы	1	110	6		40.0		
		2	110	6		40.0		
	Итого	40				1,237.5		

Приложение 1.4.3-3 35-ти кВ - ные линии, подведомственные Центральной электросети

№	Тип	Название подстанции		Длина (км)	Цепь	Длина цепи	Проводник		Год ревизии
		ОТ	К				Тип	Сечение (мм ²)	
1	ОН	Бинагади	95	1.90	2	3.80	М,АС	70,120,95	1963
2	ОН	Бинагади	98	1.80	2	3.60	АС,М	70,120	1953
3	ОН	Бинагади	97-120	8.30	2	16.60	М,АС	95,150	1954
4	ОН	Баил	110-119	3.20	1	3.20	М,АС	70,95	1928
5	ОН	Баил	110	2.70	1	2.70	М,АС	70,95	1931
6	ОН	210	226	4.10	1	4.10	М	120	1947
7	ОН	223	209	1.90	1	1.90	М	120	1965
8	ОН	Бинагади	87-88-ТВ	12.30	2	24.60	М	95	
9	ОН	СНР	206	2.80	2	5.60	М	120	1952
10	ОН	СНР	210	2.20	1	2.20	М	95	
11	ОН	СНР	226	5.40	1	5.40	М	95	1932
12	ОН	206	249	1.90	2	3.80	М	120	1952
13	ОН	249	227	1.50	2	3.00	М	120	1952
14	ОН	БЭТК	207	4.50	2	9.00	АС	95	1951
15	ОН	Бинагади	89	5.40	2	10.80	АС	185	1969
16	ОН	Бинагади	94	9.80	2	19.60	АС,М	185,95,70	1969
17	ОН	Баил	102	2.40	1	2.40	М	95	1915
18	ОН	Баил	105	2.10	2	4.20	М	95	1931
19	ОН	Баил	109	1.00	2	2.00	М	120	1930
20	ОН	Баил	118	2.00	1	2.00	М	120	1935
21	ОН	92	94	3.70	1	3.70	М	95	1969
	Итого воздушных линий					(134.20)			
22	УГ	205	249	1.86	2	3.72	АОСВ	3 x 150	1955
23	УГ	БЭТК	215	4.85	2	9.70	АОСВ	3 x 150	1967
24	УГ	116	220	2.25	2	4.50	АОСВ	3 x 150	1971
25	УГ	117	120	2.90	2	5.79	АОСВ	3 x 150	1967
26	УГ	96	97	3.56	2	7.12	ОСВ	3 x 120	1966
27	УГ	Даглыг	111	3.40	1	3.40	АОСВ	3 x 150	1974
28	УГ	Даглыг	111	3.30	1	3.30	АОСВ	3 x 125	1985
29	УГ	Салаханлы	120	1.80	2	3.60	ОСВ	3 x 120	1967
30	УГ	Баил	119	1.38	1	1.38	ОСВ	3 x 120	1959
31	УГ	Баил	119	1.39	1	1.39	ОСВ	3 x 120	1959
32	УГ	209	252	1.93	1	1.93	ОСВ	3 x 150	1936
33	УГ	226	252	0.86	2	1.73	ОСВ	3 x 120	1936
34	УГ	205	249	1.87	1	1.87	ОСВ	3 x 150	1955
35	УГ	220	227	1.70	1	1.70	АОСВ	3 x 150	1970
36	УГ	220	226	1.47	1	1.47	ОСВ	3 x 120	1946
37	УГ	220	226	1.64	1	1.64	ОСВ	3 x 120	1951
38	УГ	220	227	1.56	1	1.56	ОСВ	3 x 150	1954
39	УГ	220	227	1.56	1	1.56	ОСВ	3 x 150	1951
40	УГ	220	227	1.70	1	1.70	АОСВ	3 x 150	1970
41	УГ	Бинагади	Баладжары-тяга	(включено в пункт 8)					
42	УГ	Даглыг	88	3.00	2	6.00	АОСВ	3 x 150	1973
43	УГ	БЭТС	82	3.40	2	6.80	ОСВ	3 x 150	1978
44	УГ	Отель Европа		0.81	2	1.62	ОСВ	3 x 150	1998
45	УГ	116	117	1.20	1	1.20	АОСВ	3 x 150	1981
46	УГ	96	215	2.85	1	2.85	АОСВ	3 x 150	1976
						(77.53)			

Источник: АЗЕРЕНЕРЖИ, Центральная Электросеть

Приложение 1.4.4-1 Объем продаж энергии Азербэрги в г.Баку

Тарифная Категория	1997	1998		1999	
	Объем продаж (ГВт-ч)	Объем продаж (ГВт-ч)	Темпы роста (%)	Объем продаж (ГВт-ч)	Темпы роста (%)
А : Центральную энерготеплосеть (ЦЭС)					
1 Опт. продажа	1,580.6	1,779.7	12.6	1,896.2	6.5
2 Промышл.	594.6	535.9	-9.9	416.5	-22.3
3 Непромышл.	23.3	25.0	7.3	10.9	-56.4
4 Коммерческ.	9.1	13.2	45.1	17.9	35.6
5 Транспорт	93.8	173.7	85.2	239.9	38.1
6 Другие	181.6	129.7	-28.6	112.6	-13.2
7 Итого	2,483.0	2,657.2	7.0	2,694.0	1.4
В : Апшеронскую энерготеплосеть (АЭС)					
1 Опт. продажа	1,353.8	1,538.9	13.7	1,714.0	11.4
2 Промышл.	642.0	614.2	-4.3	533.2	-13.2
3 Непромышл.	47.1	35.2	-25.3	22.9	-35.0
4 Коммерческ.	0.1	4.3		4.9	13.7
5 Транспорт	45.1	49.8	10.6	25.5	-48.8
6 Другие	24.1	53.8	122.9	101.5	88.8
7 Итого	2,112.1	2,296.2	8.7	2,401.9	4.6
С : Итого					
1 Опт. продажа	2,934.4	3,318.6	13.1	3,610.2	8.8
2 Промышл.	1,236.6	1,150.1	-7.0	949.7	-17.4
3 Непромышл.	70.4	60.2	-14.5	33.8	-43.9
4 Коммерческ.	9.2	17.5	90.0	22.8	30.2
5 Транспорт	138.9	223.5	61.0	265.4	18.7
6 Другие	205.7	183.5	-10.8	214.1	16.7
7 Итого	4,595.1	4,953.4	7.8	5,095.9	2.9

Приложение I.4.4-2 Электрические сборы по тарифным категориям в 1999г.

Тарифная Категория	Проданная Энергия (ГВтч)	Востребованная Сумма (млн. манат)	Угличенная Сумма (млн. манат)	Дефицит (млн. манат)	Соотношение (%)	Цена Единицы (манат/кВтч)
Центральная Сеть						
1 Промышленность и строительство	416.5	79,938.8	64,048.1	15,890.7	80.1	191.9
2 Особые расходы (питат Азэнерго)	1.0	194.5	194.5	0.0	100.0	194.5
3 Оптовые продажи	1,896.2	163,829.2	44,875.6	118,953.6	27.4	86.4
4 Сельское хозяйство	1.7	285.9	145.9	140.0	51.0	168.2
5 Железная дорога	44.4	10,548.4	5,381.8	5,166.6	51.0	237.6
6 Городской транспорт	195.5	30,988.8	27,247.4	3,741.4	87.9	158.5
7 Непромышленные объекты	10.9	3,466.7	1,485.4	1,981.3	42.8	318.0
8 Коммерция и услуги	17.9	7,309.0	6,220.8	1,088.2	85.1	408.3
9 Жилой массив (Поселение)	103.9	11,427.1	10,261.0	1,166.1	89.8	109.9
10 Жилищный (50% компенсация)	0.2	13.4	13.4	0.0	100.0	67.0
11 Бесплатно (100% компенсация)	4.7	0.0	0.0	0.0		
12 Потребители из зарубежных стран	1.1	173.0	163.4	9.6	94.5	157.3
Промежуточная сумма	2,694.0	308,174.8	160,037.3	148,137.5	51.9	114.4
Абшеронская Сеть						
1 Промышленность и строительство	532.9	102,700.8	100,068.1	2,632.7	97.4	192.7
2 Особые расходы (питат Азэнерго)	0.9	163.2	163.2	0.0	100.0	192.0
3 Оптовые продажи	1,714.0	148,088.7	17,397.9	130,690.8	11.7	86.4
4 Сельское хозяйство	5.5	920.6	291.8	628.8	31.7	168.0
5 Железная дорога	10.1	2,409.3	2,033.7	375.6	84.4	237.6
6 Городской транспорт	15.4	2,431.4		2,431.4	0.0	158.4
7 Абшеронская водная компания	43.7	6,925.2	3,210.1	3,715.2	46.4	158.4
8 Непромышленные объекты	22.9	7,269.5	5,494.0	1,775.5	75.6	318.0
9 Коммерция и услуги	4.9	1,995.1	2,150.0	-154.9	107.8	408.0
10 Жилой массив (Поселение)	0.7	29.3	13.7	15.6	46.9	40.7
11 Жилой	50.7	4,870.1	2,888.4	1,981.7	59.3	96.0
12 Химическое предприятие	0.3	38.9	68.2	-29.3	175.4	144.1
Промежуточная сумма	2,401.9	277,842.1	133,779.1	144,063.0	48.1	115.7
Итого	5,095.9	586,016.9	293,816.4	292,200.5	50.1	115.0