

**ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА
ВОССТАНОВЛЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА**

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

ДЕКАБРЬ 2000 Г.

JICA LIBRARY



J 1160937 (7)

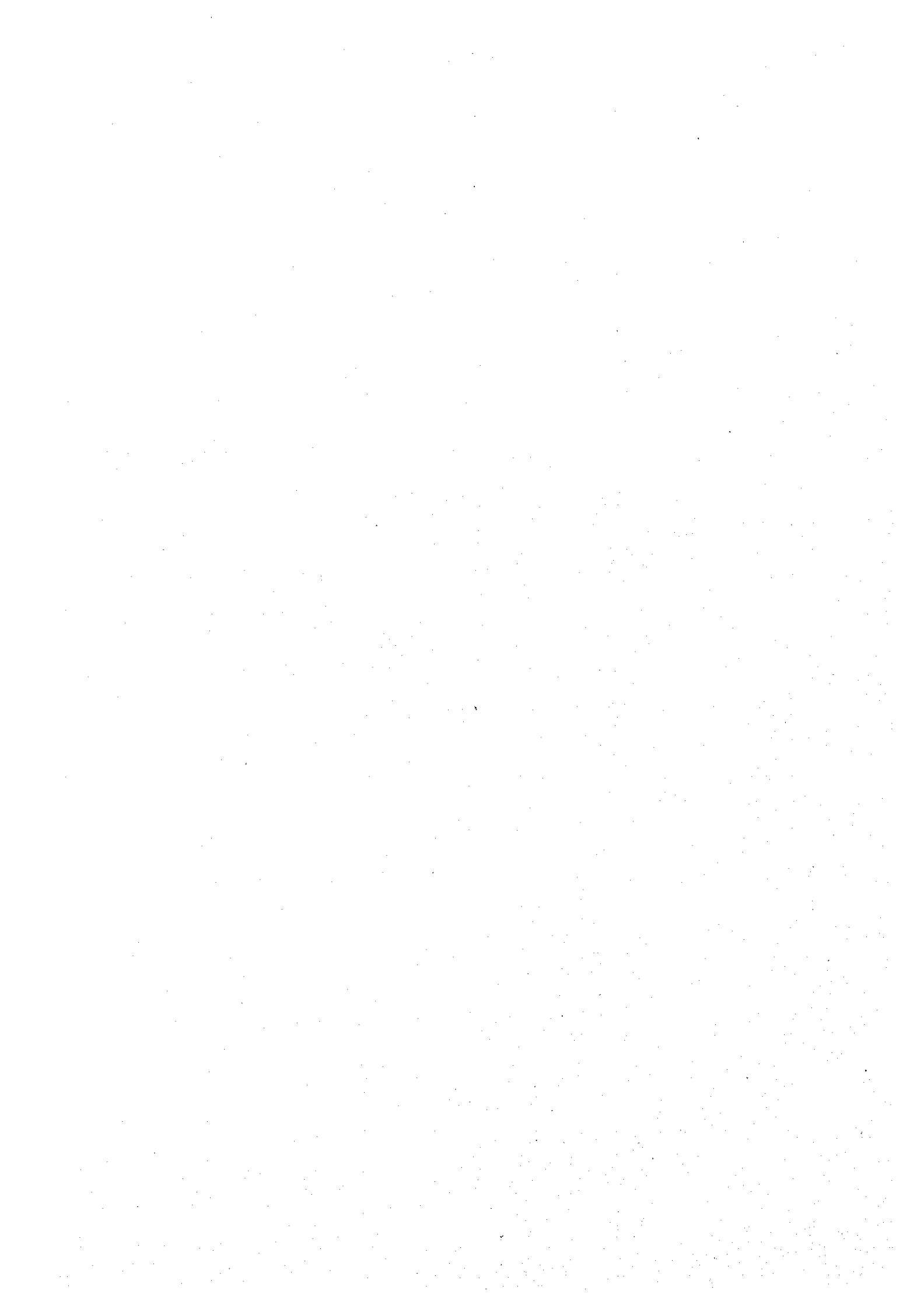
**ЯПОНСКОЕ АГЕНТСТВО МЕЖДУНАРОДНОГО
СОТРУДНИЧЕСТВА**

**NIPPON KOEI CO., LTD.
KRI INTERNATIONAL CORP.**

M P N

J R

00-181



**ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА
ВОССТАНОВЛЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА**

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

ДЕКАБРЬ 2000 Г.

**ЯПОНСКОЕ АГЕНТСТВО МЕЖДУНАРОДНОГО
СОТРУДНИЧЕСТВА**

**NIPPON KOEI CO., LTD.
KRI INTERNATIONAL CORP.**



1160937 [7]

ПРЕДИСЛОВИЕ

В ответ на запрос Правительства Азербайджана, Правительство Японии приняло решение выполнить изучение генерального плана реконструкции и восстановления электроснабжения г.Баку и поручило эту работу Японскому Агентству международного сотрудничества (JICA).

JICA четыре раза, с августа 1999 г. по октябрь 2000 г., направляла в Азербайджан исследовательскую группу под руководством м-ра Ёсиаки Миягава из Nippon Koei Co., Ltd., организованную силами Nippon Koei Co., Ltd. и KRI International Corp.

Группа провела серию обсуждений с заинтересованными должностными лицами азербайджанского правительства и выполнила ряд исследований на месте. После возвращения в Японию группа провела дальнейшие изучения и выработала окончательные результаты, представленные в данном отчете.

Я надеюсь, что этот отчет окажет помощь в деле улучшения ситуации с электроснабжением г.Баку и будет способствовать экономическому процветанию Азербайджана и дальнейшему углублению дружеских связей между нашими странами.

Разрешите выразить искреннюю благодарность всем должностным лицам Правительства Республики Азербайджан за их тесное сотрудничество в ходе этого исследования.

декабрь 2000 г.



Кунихико САЙТО
Президент
Японское Агентство
международного сотрудничества (JICA)

декабрь 2000 г.

М-ру Кунихико САЙТО
Президенту
Японского Агентства международного сотрудничества (JICA)
Токио, Япония

Уважаемый м-р Сайто,

Сопроводительное письмо

Мы рады представить Вашему вниманию окончательный отчет исследования Генерального плана реконструкции и восстановления электроснабжения г.Баку, Республика Азербайджан.

Данное исследование выполнялось совместными усилиями Nippon Koei Co., Ltd. и KRI International Corp. в период с 20 августа 1999 г. по 30 января 2001 г. в рамках контракта с JICA. В ходе проведения исследования мы разработали Генеральный план реконструкции и восстановления распределительной сети в г.Баку с учетом текущей ситуации в Азербайджане, а также проанализировали степень реализуемости и обоснованности разработанного проекта восстановления на период с 2001 по 2010 гг.

Пользуясь возможностью, мы хотели бы выразить нашу искреннюю благодарность сотрудникам JICA, Министерства иностранных дел и Министерства внешней торговли и промышленности Японии. Кроме того, мы бы также хотели выразить свою благодарность принявшим участие в работе должностным лицам Исполнительной Власти г.Баку, Бакинской городской электросети и Посольства Японии в Азербайджане за их сотрудничество и помощь на всем протяжении нашей полевой работы на месте.

Разрешите выразить надежду, что этот отчет окажет помощь в деле дальнейшей реализации данного проекта.

С искренним уважением,



Ёсиаки МИЯГАВА

Руководитель Группы

Исследование Генерального плана реконструкции и
восстановления электроснабжения г.Баку

Nippon Koei Co., Ltd.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА
ВОССТАНОВЛЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

ПРОЕКТ ОКОНЧАТЕЛЬНОГО ОТЧЕТА
КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ

I. ТЕКУЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ВОПРОСЫ

1.1	Введение.....	1 - 1
1.2	Социально-экономическая ситуация.....	1 - 3
1.3	Текущее положение в электроэнергетическом секторе.....	1 - 5
1.4	Электроснабжение АЗЕРЭНЕРЖИ для города Баку.....	1 - 7
1.5	Текущая ситуация с энергоснабжением БаГЭС.....	1 - 9
1.6	Текущие проблемы энергоснабжения БаГЭС.....	1 - 13

II. ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА

2.1	Существующий план развития города Баку.....	II - 1
2.2	Распределительные объекты в зоне исследования.....	II - 1
2.3	Идентификация целевых распределительных объектов.....	II - 3
2.4	План объектов для формулировки Генерального Плана.....	II - 5
2.5	Генеральный План.....	II - 7
2.6	Система диспетчеризации нагрузки.....	II - 10
2.7	Прогноз спроса на электроэнергию в зоне исследования.....	II - 11
2.8	План реализации и сметная стоимость.....	II - 13
2.9	Финансово-экономическая оценка проекта.....	II - 17
2.10	Система базы данных для эксплуатации и технического обслуживания.....	II - 19
2.11	Меры для решения экологических вопросов.....	II - 19

III. ИЗУЧЕНИЕ БАЗОВОГО ПРОЕКТА

3.1	Выбор приоритетной административной зоны.....	III - 1
3.2	Зона, претендующая на приоритетный проект.....	III - 1
3.3	Выбор наиболее приоритетного проекта.....	III - 2
3.4	Подробное исследование в наиболее приоритетной зоне.....	III - 7
3.5	Идентификация объектов для базового проектирования.....	III - 8
3.6	Базовое проектирование.....	III - 11
3.7	План реализации.....	III - 13
3.8	Эффект от реализации проекта и рекомендация.....	III - 17

ТАБЛИЦЫ

1.5-1	Количество приобретенного электричества.....	I - 11
1.5-2	Потребление электричества в Баку по типам потребителей.....	I - 12
1.5-3	Объем электричества, потребляемого потребителями БаГЭС.....	I - 12
1.6-1	Продажа электроэнергии и сбор оплаты.....	I - 15
2.2-1	Оборудование трансформаторных станций.....	II - 2
2.2-2	Оценка среднего коэффициента загрузки трансформаторов.....	II - 2
2.2-3	Оборудование линий СН.....	II - 2
2.2-4	Двухцепные линии в распределительных линиях СН.....	II - 2
2.3-1	Подземные кабельные линии, подлежащие восстановлению.....	II - 3
2.3-2	Распределительные устройства среднего напряжения (трансформаторные станции), подлежащие восстановлению.....	II - 4
2.3-3	Трансформаторы, подлежащие восстановлению.....	II - 5
2.5-1	Устанавливаемые распределительные щиты.....	II - 8
2.5-2	Число и мощности трансформаторов, устанавливаемых по Генеральному Плану.....	II - 9
2.5-3	Ежегодный график работ.....	II - 10
2.7-1	Результат прогноза спроса.....	II - 13
2.8-1	Восстанавливаемые сооружения и техническое снабжение на каждом этапе.....	II - 14
2.8-2	Основное оборудование системы диспетчеризации нагрузки.....	II - 14
2.8-3	Сводка данных о проектных затратах.....	II - 17
2.9-1	Результаты анализа чувствительности ЭВНП.....	II - 18
3.3-1	Распределительное оборудование в приоритетной проектной зоне по районам.....	III - 3
3.3-2	Подземные линии, подлежащие восстановлению.....	III - 4
3.3-3	Разбивка стоимости приоритетного проекта.....	III - 5
3.3-4	Результат оценки проекта по ЭВНП.....	III - 7
3.5-1	Восстанавливаемые сооружения, связанные с повышением напряжения (1 этап).....	III - 10
3.5-2	Объекты для восстановления системы 6 кВ (этап II).....	III - 11
3.6-1	Структура осуществления проекта.....	III - 13
3.7-1	Оборудование и материалы для распределительной сети.....	III - 14

РИСУНКИ

- 1.3-1 Транскавказская интеграционная система
- 1.4-1 Кривая суточной нагрузки в Баку (16 декабря 1998 г.)
- 1.5-1 Ежемесячные колебания объемов электричества, приобретаемого у Азербэнеджи

- 2.6-1 Диспетчерская система автоматического распределения
- 2.8-1(1) План восстановления и реконструкции до 2004 г. в Сабаильском р-не (Этап I)
- 2.8-1(2) План восстановления и реконструкции до 2004 г. в Ясамальском р-не (Этап I)
- 2.8-1(3) План восстановления и реконструкции до 2004 г. в Насимовском р-не (Этап I)
- 2.8-1(4) План восстановления и реконструкции до 2004 г. в Наримановском р-не (Этап I)
- 2.8-1(5) План восстановления и реконструкции до 2004 г. в Низаминском р-не (Этап I)
- 2.8-2(1) План восстановления и реконструкции до 2007 г. в Сабаильском р-не (Этап II)
- 2.8-2(2) План восстановления и реконструкции до 2007 г. в Ясамальском р-не (Этап II)
- 2.8-2(3) План восстановления и реконструкции до 2007 г. в Насимовском р-не (Этап II)
- 2.8-2(4) План восстановления и реконструкции до 2007 г. в Наримановском р-не (Этап II)
- 2.8-2(5) План восстановления и реконструкции до 2007 г. в Низаминском р-не (Этап II)
- 2.8-3(1) План восстановления и реконструкции до 2010 г. в Сабаильском р-не (Этап III)
- 2.8-3(2) План восстановления и реконструкции до 2010 г. в Ясамальском р-не (Этап III)
- 2.8-3(3) План восстановления и реконструкции до 2010 г. в Насимовском р-не (Этап III)
- 2.8-3(4) План восстановления и реконструкции до 2010 г. в Наримановском р-не (Этап III)
- 2.8-3(5) План восстановления и реконструкции до 2010 г. в Низаминском р-не (Этап III)

- 3.5-1 План увеличения напряжения в Центре г. Баку
- 3.5-2 Система 10 кВ после реализации плана повышения напряжения (этап I)
- 3.5-3 План восстановления и реконструкции в наиболее приоритетной проектной зоне
- 3.5-4(1) Система 6 кВ после реализации плана восстановления и реконструкции (1) (Этап II)
- 3.5-4(2) Система 6 кВ после реализации плана восстановления и реконструкции (2) (Этап II)
- 3.7-1 Строительный график

ПРИЛОЖЕНИЯ

- 2.2-1 Длина кабеля по году прокладки
- 2.3-1 (1) Список подземных кабелей 6КВ и 10КВ в Сабаильском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-1 (2) Список подземных кабелей 6КВ и 10КВ в Ясамальском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-1 (3) Список подземных кабелей 6КВ и 10КВ в Насиминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-1 (4) Список подземных кабелей 6КВ и 10КВ в Наримановском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-1 (5) Список подземных кабелей 6КВ и 10КВ в Низаминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-1 (6) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Хатаинском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-2 (1) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Сабаильском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-2 (2) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Ясамальском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-2 (3) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Насиминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-2 (4) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Наримановском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом
- 2.3-2 (5) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Низаминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

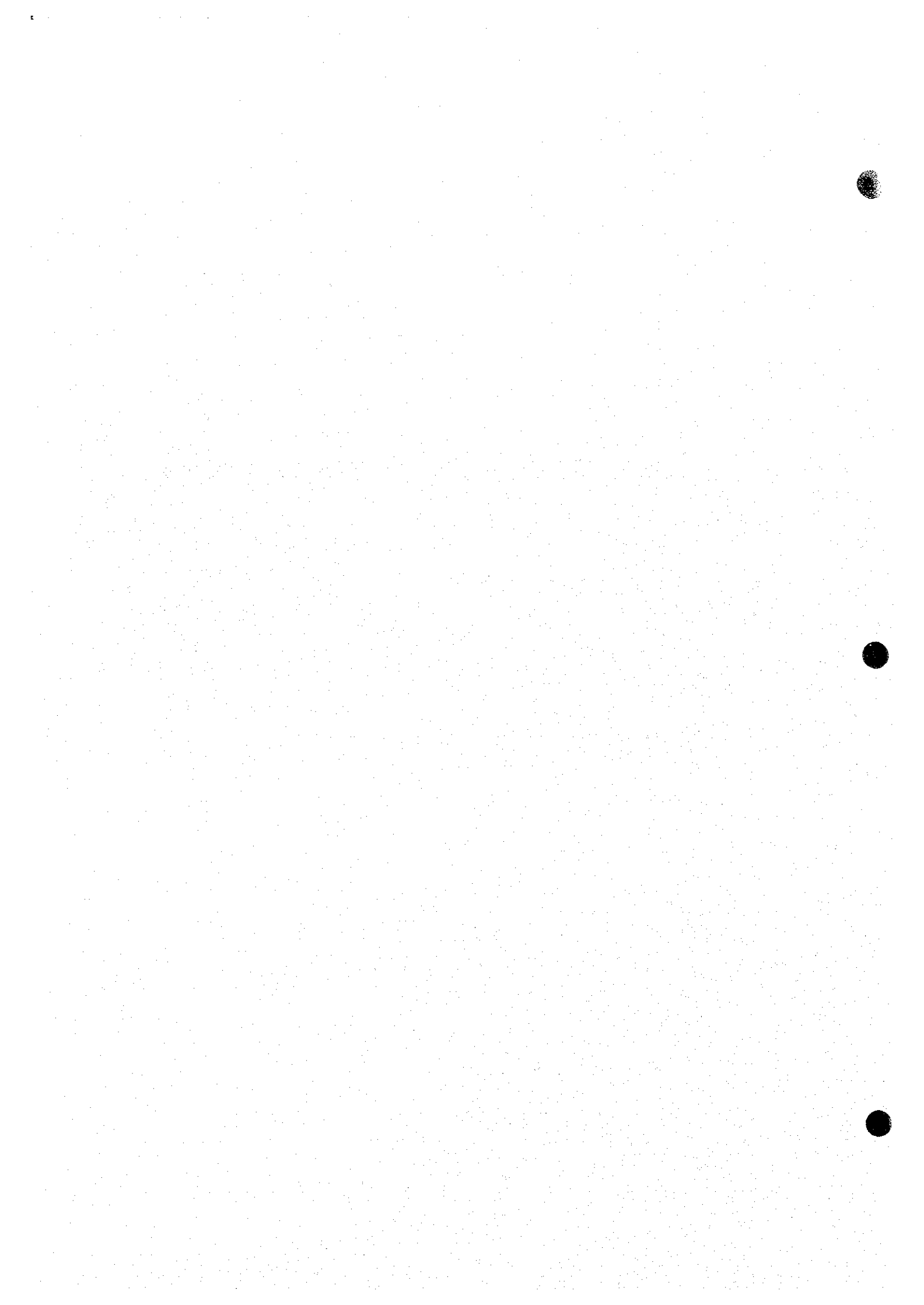
- 3.5-1 Трансформаторные станции, связанные с повышением напряжения (Этап I)
- 3.5-2 Линии подземных кабелей, связанные с повышением напряжения (Этап I)
- 3.5-3 Восстанавливаемые трансформаторные станции (Этап II)
- 3.5-4 Восстанавливаемые подземные кабельные линии 6 кВ (Этап II)
- 3.7-1 Основное приобретаемое оборудование

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЭС	Абшеронская Электросеть
БаГЭС	Бакинская городская Электрическая Сеть
ВБ	Всемирный Банк
ВКБООН	Верховный Комиссариат по Беженцам ООН
ГРСР	Группа Расширенного Преобразования
ГРФ	Группа Расширенного Финансирования
ГСП	Группа Системного Преобразования
ДИК	Департамент Инженерных Коммуникаций
ЕБРР	Европейский Банк Реконструкции и Развития
ИВГБ	Исполнительная власть города Баку
ИГ	Исследовательская Группа
ИПИ	Иностранные Прямые Инвестиции
ИРН	Индекс Роста Населения
КИ	Коэффициент Использования
КОПРС	Комитет по Оказанию Помощи Развивающимся Странам
МВФ	Международный Валютный Фонд
НБА	Национальный Банк Азербайджана
НН	Низкое Напряжение
НТП	Не Технические Потери
ПВХ	Поливинилхлорид
ПЗ	Проектная Зона
ПИДП	Предельные Издержки Длительного Периода
ПРООН	Программа Развития Организации Объединенных Наций
ПСЭ	Предприятие по Сбыту Электроэнергии
РС	Резервные Соглашения
СДИДП	Средние Дополнительные Издержки Длительного Периода
СН	Среднее Напряжение
ТАСИС	Программа Технической Помощи Странам СНГ
ТЭО	Технико-Экономическое Обоснование
ТЭЦ	Тепло-электро централь
ТП	Технические Потери
ТТ	Трансформатор Тока
ФВНП	Финансовая Внутренняя Норма Прибыли
ЦЭС	Центральная электросеть
ЦУРН	Центральное Управление Распределения Нагрузки
ЭВНП	Экономическая Внутренняя Норма Прибыли
ЯАМС	Японское Агентство Международного Сотрудничества



I. ТЕКУЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ВОПРОСЫ



I. ТЕКУЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ВОПРОСЫ

1.1 Введение

(1) Предпосылки Исследования

Азербайджан находится в процессе экономической реформы на пути к стабилизации макроэкономики и создания экономики с рыночной ориентацией, одновременно преодолевая нестабильное экономическое положение с момента обретения независимости в 1991 году, в т.ч. конфликт с Арменией. Практически во всех отраслях инфраструктура и база производственной деятельности не поддерживались должным образом, что затрудняло их эффективную работу. Азербайджан в настоящее время реализует программу национального развития посредством восстановления и совершенствования своей инфраструктуры и производственной базы.

В Азербайджане акционерное общество Азерэнерджи является монополистической электроэнергетической компанией в области производства, передачи и распределения электроэнергии, за исключением распределения в городах Баку, Сумгаит и Гянджа.

Распределением электроэнергии в городе Баку, который является крупнейшим потребителем электроэнергии в Азербайджане, занимается БаГЭС (Бакинская городская электросеть при исполнительной власти города Баку). Распределительные сооружения, установленные в начале 1900-тых годов, все еще находятся в эксплуатации и чрезвычайно старели и обветшали вследствие недостаточного технического обслуживания, обусловленного нехваткой средств из-за плохого финансового состояния предприятия. В распределительной системе города Баку потери - как процент от общего количества проданной электроэнергии - значительно уменьшились с 22,5% в 1997 г. до 16,8 % в 1998 году, оставаясь, однако, на высоком уровне. Спрос на энергию в Баку, где потребность населения в энергии превышает 80% от общего объема спроса (1998), продолжает расти (за исключением 1995 г.) довольно высокими темпами : ежегодно 11,4%. Чтобы обеспечить спрос на электроэнергию в ближайшем будущем, городские власти отмечают важность срочной реконструкции и восстановления распределительных сооружений.

С учетом вышеупомянутых предпосылок, Правительство Азербайджана, считая приоритетными реконструкцию и восстановление электrorаспределительной сети в Баку, в декабре 1997 г. обратилось к Правительству Японии с просьбой оказать техническое содействие в подготовке Генерального Плана реконструкции и восстановления электроснабжения в г.Баку. В ответ на этот запрос Японское Агентство Международного Сотрудничества (JICA) в октябре 1998 года направило

группу формулирования Проекта, которая подтвердила текущее положение в бакинской энергораспределительной системе и содержание заявки на оказание технического содействия. Кроме того, 17 марта 1999 г. группа предварительного исследования и партнерская организация, Исполнительная власть города Баку (ИВБ), подписали Объем Работ и Протокол Встречи, связанные с исследованием.

Назначенная JICA совместная Исследовательская группа составлена из представителей Nippon Koei Co., Ltd. и KRI International Corp.

(2) Цель и объем исследования

Главной целью настоящего исследования является формулирование Генерального Плана восстановления и реконструкции электрораспределительной сети города Баку (далее "Генеральный План"), выбор неотложного и важного проекта (далее "Приоритетный Проект") и изучение его базовой проектной концепции.

Объектом настоящего Исследования являются оборудование и сооружения электрораспределительной сети, находящейся в собственности и управляемой властями города Баку, а также сопутствующее оборудование, расположенное в шести административных районах центральной части Баку (зона исследования), включая Сабаильский, Ясамальский, Насиминский, Наримановский, Низаминский и Хатаинский районы. Оборудование распределительной сети включает в себя линии среднего напряжения 10/6 кВ, линии низкого напряжения 0,4 кВ, трансформаторные станции, а также диспетчерское и контрольное оборудование БаГЭС. К сопутствующему оборудованию относятся, главным образом, 110 кВ и 35 кВ подстанции и линии высокого напряжения Азербэнеджи, поставляющей электроэнергию в Баку.

(3) Процесс приватизации

14 июня 2000 г. был принят Указ Президента о перестройке сектора распределения электроэнергии путем создания А/О БаГЭС в целях обеспечения надежного энергоснабжения населения Баку. В дальнейшем планируется частная эксплуатация энергораспределительного хозяйства. Указом предусмотрено вновь объединить ранее выделенные функции и создать организационную структуру, близкую к ранее существовавшей структуре БаГЭС (т.е. до упоминавшейся выше реорганизации). По сообщениям, регистрация компании в Министерстве юстиции уже завершена, и в настоящее время ведется работа по открытию тендера на передачу функций управления и эксплуатации в частные руки.

Здесь термин "приватизация" означает передачу управленческих и эксплуатационных функций (в т.ч. распределение и продажа электроэнергии, эксплуатация и ремонт распределительных сооружений, выставление счетов, сбор оплаты и т.д.) в частные руки, причем на начальном этапе все акции А/О

БаГЭС будут принадлежать государству. Таким образом, распределительные сооружения, находившиеся в ведении исполнительной власти г.Баку, должны быть переданы правительству. В результате А/О БаГЭС учреждается в форме государственной корпорации. А/О БаГЭС будет иметь право направлять, контролировать и проверять работу частного предприятия.

1.2 Социально-экономическая ситуация

(1) Географическое положение и население

Азербайджан, расположенный в юго-восточной части Кавказского региона, занимает площадь 86 600 км², что равно четвертой части площади Японии. Столица Азербайджана, город Баку, расположен на Апшеронском полуострове. Для Азербайджана характерно наличие богатых природных ресурсов, включающих нефть, минералы и плодородные сельскохозяйственные угодья. Страна представляет собой один из самых старых нефтедобывающих регионов мира.

По прогнозам, население Азербайджана в 2000 г. составляет приблизительно 8,0 миллионов. Средний прирост населения за период 1995-1999 гг. составляет 0,95 % в год. На январь 1999 года городское население составило 4,1 млн., что в процентном отношении составляет 51,7% от общего числа населения. Другим существенным фактором, влияющим на демографическое положение Азербайджана, является прибытия в Азербайджан большого количества беженцев из зоны конфликта. Программа развития ООН оценивает число беженцев и вынужденных переселенцев примерно в 1 миллион. По оценке Государственного Комитета по статистике Азербайджана (ГКС), их 0,79 млн. Это составляет от 10 до 13% от общей численности населения.

Как известно, Баку характеризуется континентальным климатом и малым количеством осадков. Наименьшее и наивысшее значения температуры, зарегистрированные в прошлом, соответственно равны -13 °С и 41°С.

(2) Социально-экономическая характеристика

В 1998 году номинальный ВВП Азербайджана составил 16 414 млрд. манат, или 4,0 млрд. долларов США. ВВП на душу населения составлял 2056 тысяч манат, или 496 долларов США. Восстановление экономики, начавшееся в 1996 году, продолжалось до 1999 года. Среднегодовой рост ВВП в постоянных ценах в течение периода составлял 6,1% в год. Фактический ВВП в 1999 (на уровне цен 1995 г.), однако, вырос примерно до 86% от ВВП 1993 г., что свидетельствует о колоссальном экономическом спаде, имевшем место после обретения независимости.

Причина роста национальной экономики с 1996 года заключается в притоке прямых иностранных инвестиций в нефтяную отрасль. Это также стимулировало рост спроса в таких отраслях как

строительство, сфера услуг (в особенности, коммерция) и транспорт. Традиционно являющийся важным для развития страны сельскохозяйственный сектор оставался без изменений, за исключением потери урожаев, связанной с плохими погодными условиями 1997 года. Правительство ожидает, что рост производства продукции в нефтяных отраслях постепенно окажет положительное влияние и на рост производства в других сферах.

Однако, ситуация в промышленных и производственных секторах все еще чрезвычайно сложная. Еще во времена бывшего Союза, Азербайджан занимал важное место в промышленном производстве, включая продукцию нефтяного машиностроения, нефтехимии, электрооборудование и алюминий. Уровень промышленного производства резко снизился в начале 1990-х (до 70% между 1991-1995 гг). Только в 1997 году промышленность стала восстанавливаться при достижении уровня объема производства в 12,5 триллионов манат, что в процентном соотношении составляет увеличение производства на 0,3% по сравнению с показателями 1996 года.

В 1996 году, Азербайджан подготовил и начал реализацию своей первой всеобъемлющей Государственной Инвестиционной Программы (ГИП) на следующие три года, причем предусмотрен ежегодный анализ. Действующая в настоящее время ГИП на период 1998-2000гг. сосредоточена на капиталовложениях в инфраструктуру с целью дальнейшего привлечения иностранных инвестиций. Особый приоритет уделяется развитию энергетики, водохозяйственных ресурсов и оросительных систем, а также транспортному сектору. Во всех этих сферах упор делается на восстановление и реконструкцию существующих сооружений.

(3) Политика развития электроэнергетики

Политика развития энергетики Азербайджана призвана обеспечить низкий уровень тарифов на электроэнергию, эффективное энергоснабжение и рациональное энергопотребление. Для достижения этих целей предусматривается активное участие частного сектора в эксплуатации энергетических предприятий в целях стимуляции конкуренции, обеспечения финансовой благополучности и самостоятельности Азербэнеджи, формирование рыночного механизма и юридической базы, а также инициатив по привлечению частных инвестиций, приоритизации проектов восстановления существующих сооружений, либерализации рынка энергии, пропаганде рационального энергопотребления среди населения и снижения потерь в электросети.

(4) Город Баку

Город Баку, столица Азербайджана, является центром административной, экономической, промышленной и культурной жизни страны. Большая часть международных операций в Азербайджане осуществляется через Баку. Баку занимает большую часть Апшеронского полуострова, простираясь к востоку западного побережья Каспийского моря.

По официальным данным общая численность населения Баку на 1998 год составляет 1789 тысяч. Однако, городские власти считают, что в действительности численность населения Баку составляет приблизительно от 2,5 млн. до 3,0 млн. человек. Вместе с тем, попыток уточнить такую большую разницу не предпринималось.

Общая численность населения Баку увеличилась от 1706 тысяч в 1989 году до 1789 тысяч в 1998 году, что в процентном соотношении в среднем составит 4,8% или 0,5% в год. Зона Исследования, наоборот, характеризуется снижением численности населения от 1901 тысяч до 1014 тысяч, т.е. на 7% или 0,8% снижения численности в год. Указанные тенденции снижения численности можно объяснить увеличением стоимости квартир в центре города и миграции молодежи в пригородные районы, а также высоким уровнем рождаемости среди населения отдаленных районов.

Зона Исследования, включающая шесть районов, насчитывает 57% от общей численности населения, в то время как ее площадь составляет всего 6%. Плотность населения в Зоне Исследования составляет 7800 человек на квадратный километр, это в 20 раз превышает плотность населения за пределами Зоны Исследования (386 человек на кв.км). В пределах Зоны Исследования наиболее плотно заселены Насиминский и Ясамальский районы. В Баку проживает 90 тысяч беженцев и 133 тысячи вынужденных переселенцев, общее количество населения этой категории составляет 223 тысячи людей. Это эквивалентно 12% от общей численности населения Баку. Беженцы, проживающие в Зоне Исследования, составляют 61% от общего числа беженцев, вынужденные переселенцы составляют 46% от общего числа.

В Зоне Исследования производится 63% промышленной продукции в Баку. Три района - Сабаильский, Низаминский и Хатаинский - являются крупными промышленными районами в Зоне Исследования. Выяснено, что большинство инвестиций падает на Зону Исследования, в частности, на долю Сабаильского района приходится 72% всех видов инвестиций и 78% инвестиций произведены в строительство. Это связано с тем, что на данной территории сосредоточены объекты, связанные с нефтяной промышленностью.

1.3 Текущее положение в электроэнергетическом секторе

Азербэнеджи является монополистическим оператором энергоснабжения в стране, включая производство, передачу и распределение энергии. Азербэнеджи также обеспечивает паром и теплом, вырабатываемым теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), заводы и местные отопительные организации. Три города - Баку, Сумгаит и Гянджа - приобретают энергию у Азербэнеджи и распределяют ее среди потребителей. В этих городах действует двойная система распределения энергии, по которой энергия распределяется непосредственно Азербэнеджи крупным потребителям, особенно большим заводам, в

то время как остальная энергия распределяется исполнительной властью городов.

(1) Объекты выработки энергии

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

(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. Апшеронский п-ов, центр энергетического спроса, расположен на конце Транскавказской Объединенной Системы. Существующая система линий электропередач состоит из магистральной линии электропередачи 500 кВ (694 цепей/км), 330 кВ (1025 цепей/км), 220 кВ *1210 цепей/км) и 110 кВ (4770 цепей/км). На Рисунке 1.3-1 представлен общий вид Транскавказской Объединенной Системы

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) 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. Протяженность линий составляет 6300 км для 35 кВ, 38100 км для 10-6 кВ, и 58600 км низковольтных линий. 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.

(4) Энергетический баланс

Пиковая нагрузка в Азербайджане в 1999 г. составила 3536 МВт при общем объеме выработки электроэнергии 18064 ГВт-ч при импорте в размере 752 ГВт-ч. Объем продаж электроэнергии составил 15003 ГВт-ч, из которых 4506 ГВт-ч (30% всего энергопотребления) проходили по категории оптовой продажи. Большую долю в энергопотреблении занимает бытовой сектор, на долю

оптовых и бытовых потребителей приходится 71% всего потребления. С другой стороны, на долю промышленности приходится только 13%, что составляет менее половины этого же показателя в 1994 году. Потери включают в себя потребление на собственные нужды электростанциями в размере 5,4% и 14,8% потерь при передаче и распределении, что в целом составило в 1999 г. 20,2%. В эти данные, однако, не входят потери при распределении розничной энергии в трех городах (5,6% в 1998).

(5) Тариф на электроэнергию

Тарифный режим в Азербайджане имеет простую структуру, для каждой группы потребителей используется единый тариф : оптовый 72 манат/кВт-ч, бытовой 80 манат, коммерческий 340 манат и 265 манат для непромышленных предприятий, что приводит к значительному перекрестному субсидированию одних потребителей другими. Этот тарифный режим был вновь пересмотрен 1 июля 2000 г. и теперь для всех групп потребителей, кроме оптовых и бытовых, применяется единый тариф в размере 130 манат за кВт-ч. Еще одной проблемой является чрезвычайно низкий уровень сбора оплаты. В 1999 г. этот показатель составил только 32,4%, что в значительной степени объясняется плохой оплатой со стороны розничных потребителей (12,9%).

(6) План развития

План расширения выработки электроэнергии был подготовлен в 1995 г. для Азербэнеджи по программе ТАСИС в целях разработки "Плана среднесрочных инвестиций". 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 Азербэнеджи за 1998 г.

1.4 Электроснабжение АЗЕРЭНЕРЖИ для города Баку

Некоторые небытовые потребители Баку снабжаются электроэнергией непосредственно Азербэнеджи через линии электропередач среднего напряжения 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ и 6 кВ. Азербэнеджи продает оптом БаГЭС электроэнергию с напряжением, снижаемым до 10 кВ и 6 кВ на подстанциях 110 кВ и 35 кВ.

(1) Организация Азербэнеджи

Под контролем БаГЭС находится Апшеронский п-ов, кроме Сумганта, и эта территория снабжается электроэнергией через два региональных отделения Азербэнеджи.

(2) Линии передачи и подстанции

Протяженность ЛЭП от 500 кВ до 110 кВ составляет 1404 км, все эти линии воздушные. Имеется 41

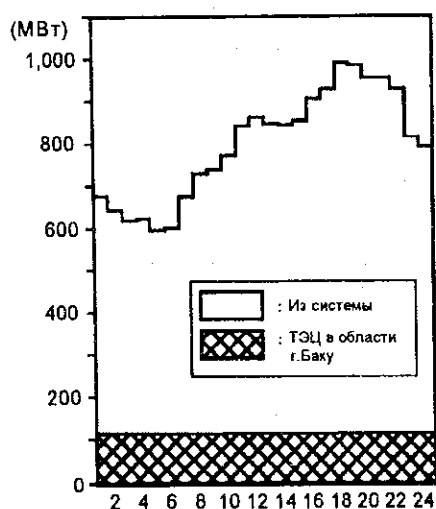
подстанция с общей трансформаторной мощностью 5103 МВА, в основном представленной подстанциями на 110 кВ (2557 МВА).

(3) Распределительная система

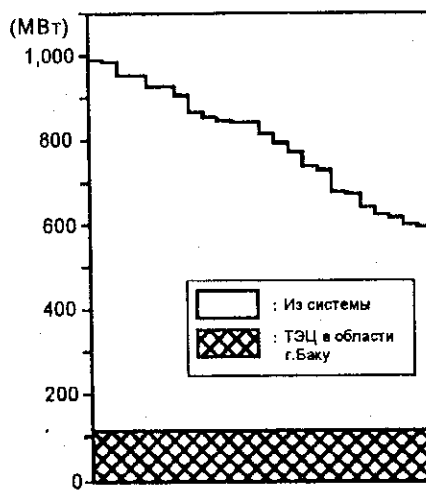
Распределительная система высокого напряжения состоит из распределительного оборудования 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ и 6 кВ, которое обеспечивает электроэнергией заводы, торговые предприятия и т.д. Общая протяженность распределительных линий среднего напряжения составляет 1075 км, из них 135 км подземных (12,5%), а остальная часть – воздушные линии. Понижающие трансформаторы с 35 кВ до 10-6 кВ составляют большинство (их общая мощность равна 1617 МВА), остальные 259 МВА приходится на трансформаторы с другим напряжением.

(4) Пиковая нагрузка и кривая нагрузки

Кривые суточной нагрузки в зимний период, 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. Результаты представлены на Рисунке 1.4-1. Пиковая нагрузка составила 990 МВт при коэффициенте суточной загрузки в размере 80%. Общий объем энергоснабжения города Баку составил 5470 ГВт·ч при среднегодовом коэффициенте загрузки 63,1%.



(а) Кривая суточной нагрузки



(б) Кривая длительности суточной нагрузки

Рисунок 1.4-1 Кривая суточной нагрузки в Баку (16 декабря 1998 г.)

(5) Коэффициент среднегодовой загрузки

Вышеупомянутый коэффициент среднегодовой загрузки рассчитан на основе общего потребления электроэнергии Азербэнеджи, 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.) Принимая во внимание разницу в периоды пиковой нагрузки и сезонных изменений, в данном исследовании коэффициент среднегодовой загрузки для Азербээнержи принят равным 80%, а для БаГЭС равным 55%. Пиковая нагрузка составляет 235 МВт и 755 МВт, соответственно.

(6) Объем продаж электроэнергии

В 1998 г. Азербээнержи 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-ч. Хотя средний рост объема продаж электроэнергии городу Баку очень велик (13,3%), общий объем продаж Азербээнержи, имеющей немного потребителей среди населения, вырос меньше ввиду застоя промышленной деятельности.

(7) Потери

Потери Азербээнержи 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 Азербээнержи при передаче и распределении энергии (2911 ГВт-ч).

(8) Количество потребителей

Общая численность потребителей в 1998 г. составила 596, из них промышленных 62,8%, непромышленных 11,4% и коммерческих 10,6%. 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.

(9) Сбор платежей за электроэнергию

Сбор платежей Азербээнержи неудовлетворительный, 49,5% в 1998 и 50,1% в 1999. Вместе с тем, уровень сборов с промышленных потребителей достаточно хороший, порядка 73%. Однако уровень сборов БаГЭС, которая в основном снабжает энергией население, остается около 20%, значительно ухудшая общую картину.

1.5 Текущая ситуация с энергоснабжением БаГЭС

Энергоснабжением Баку Бакинская городская электросеть (БаГЭС). На момент посещения группы предварительного изучения ЛСА, БаГЭС имела все необходимые функции и несла полную

ответственность за энергоснабжение. Однако, в мае 1999 г. произошла реорганизация БаГЭС и ее вышестоящего органа, Департамента инженерных коммуникаций (ДИК). В результате, оставшиеся у БаГЭС функции были сведены только к эксплуатации и обслуживанию 10 кВ, 6 кВ и низковольтных распределительных сооружений.

(1) Распределительные линии среднего напряжения

Распределительные линии среднего напряжения в ведении БаГЭС имеют протяженность 1448 км (подземные) и 732 км (воздушные). Значительная часть подземных кабелей уложены непосредственно в землю без использования кабелепроводов. Хотя определенная доля распределительной системы СН организована по радиальной схеме, в основном используется замкнутая конфигурация. Кроме того, хотя большинство фидеров 10 кВ оснащены двумя цепями в целях обеспечения надежности снабжения, в системе на 6 кВ в основном использованы одноцепные линии, исключая фидеры, идущие из подстанций Азерэнерджи.

(2) Трансформаторные станции

Трансформаторные станции, находящиеся в зоне исследования, подразделяются на три типа в зависимости от характера установки (i) наземные (отдельные стоящие рядом со зданием), (ii) встроенные, (iii) наземные комплектные. Доли этих станций в пределах зоны исследования составляют, соответственно, 69,9%, 7,3% и 23,1%. По данным на январь 1999 г., в ведении БаГЭС находится 2281 трансформаторная станция. Количество трансформаторов и их суммарная мощность соответственно равны 3166 и 1360 МВА. Хотя большинство существующих автоматических выключателей являются минимальными масляными, маслонаполненные выключатели все еще имеются на некоторых трансформаторных станциях.

(3) Распределительные линии низкого напряжения

Существующие распределительные фидеры низкого напряжения (НН) подразделяются на три типа: воздушные проволочные фидеры, подземные кабельные фидеры и фидеры, расположенные по боковым фасадам зданий. В подземных кабелях используются как алюминиевые, так и медные проводники. Для воздушных фидеров обычно используются неизолированные проводники.

(4) Оборудование управления распределением нагрузки

Главный Центр диспетчеризации нагрузки БаГЭС находится на верхнем этаже главного здания. Его оборудование состоит из графической панели, компьютерной системы и оборудования связи. Т.к. в настоящее время проводка переключателей на задней стороне графических панелей не подсоединена, то невозможно осуществление дистанционного управления и наблюдения за распределительной сетью с помощью панелей. Индикация состояния распределительных устройств в сети управляется вручную операторами диспетчерского центра. В настоящее время компьютер используется для

хранения база данных по эксплуатации и техническому обслуживанию в режиме оффлайн. На каждом диспетчерском пульте параллельно установлены прямые телефоны, по которым можно связаться с соответствующими точками с помощью селекторных переключателей на пульте. Эти телефоны могут быть подсоединены к коммунальной сети связи.

(5) Энергоснабжение Баку

В каждом районе организованы отделения Предприятия по сбыту электроэнергии для выставления счетов и сбора платежей. Однако по центральной части города имеется лишь информация по общему количеству электроэнергии, приобретенной у Азербэнерго. В Таблице 1.5-1 показано количество электроэнергии, приобретенной зоной за последние 6 лет. Характерной особенностью спроса на электроэнергию является почти двукратное увеличение спроса зимой по сравнению с летом. На Рисунке 1.5-1 представлены ежемесячные сведения о покупке электроэнергии.

Таблица 1.5-1 Количество приобретенного электричества (Ед.изм: ГВт-ч)

Зона	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Изменение (1993-99), % в год
Городская зона	1248,1	1255,3	1213,9	1389,2	1515,0	1680,1	1773,3	6,0
Низами	134,8	146,8	143,7	161,5	191,0	210,9	213,4	8,0
Хатаи	218,5	223,7	221,9	245,6	261,8	311,5	356,1	8,5
Другие	658,3	719,2	718,0	849,4	980,4	1163,9	1274,2	11,6
Всего	2259,6	2345,1	2297,5	2645,7	2948,2	3366,4	3617,0	8,2

(Источник: Предприятие по сбыту электроэнергии)

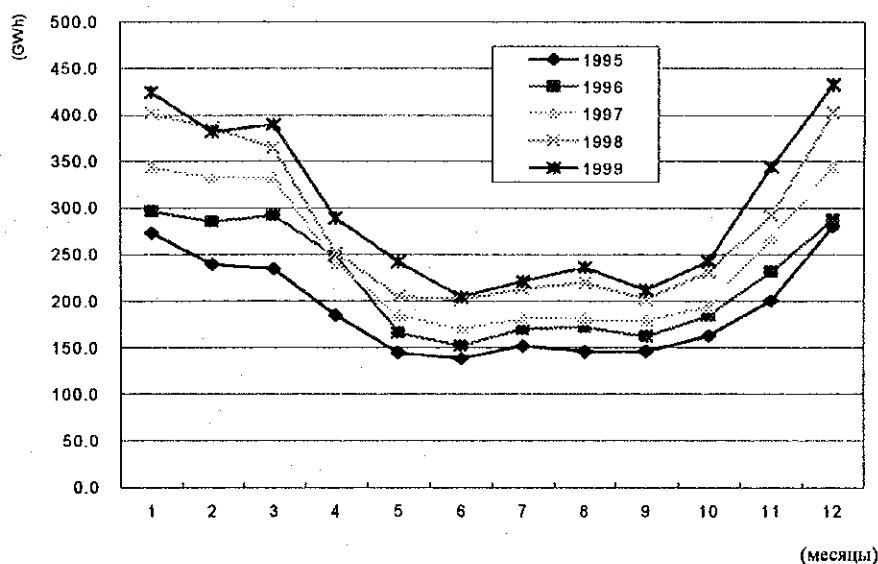


Рисунок 1.5-1 Ежемесячные колебания объемов электричества, приобретаемого у Азербэнерго

(6) Спрос на электроэнергию среди потребителей БаГЭС

В Таблице 1.5-2 указан общий объем потребления электричества в Баку. Бытовое и коммерческое потребление резко возросли, в среднем за период с 1995 по 1999 гг, на 21,6% и 23,2% в год, соответственно. Бытовое потребление оказывает особенно сильное влияние из-за своей преобладающей доли в общем объеме потребления. Быстрое увеличение объема бытового потребления считается следствием расширения использования бытовых электроприборов, особенно обогревателей в зимний период. Это обусловлено ухудшением работы коммунальной отопительной сети.

Таблица 1.5-2 Потребление электричества в Баку по типам потребителей

Категория	Кол-во энергии (ГВт-ч)			Изменение (%/год)	
	1995	1998	1999	1995-98	1998-99
Бытовые потреб.	1101,5	2247,8	2455,3	26,8	9,2
Промышленность	180,3	157,3	130,5	-4,4	-17,0
Непромыш.пред.	345,6	285,9	304,3	-6,1	6,4
Прочие	77,5	119,0	111,5	15,4	-6,3
Всего	1704,9	2802,5	3001,7	18,0	7,1
Потери ГВт-ч	592,6	563,9	615,3	-1,6	9,1
%	25,8	16,8	17,0	-	-

(7) Энергоснабжение БаГЭС по районам

В Таблице 1.5-3 указан объем электричества, потребляемого клиентами БаГЭС в Баку по районам. До апреля 1998 г. Насиминский район обслуживался управлениями БаГЭС Ясамальского, Сабаильского и Наримановского районов. В мае 1998 г. в Насиминском районе было создано самостоятельное районное управление. Строка "Инспекция" означает организацию, которая отвечала за энергоснабжение особо важных учреждений государственной власти, армии и полиции города.

Таблица 1.5-3 Объем электричества, потребляемого потребителями БаГЭС (ед.изм : ГВтч)

Район	Продажа эл/энергии (ГВтч)				Изменение (%/год)		
	1993	1997	1998	1999	1993-97	1997-98	1998-99
Зона исследования	747,9	1191,3	1407,6	1450,2	12,3	18,2	3,0
Сабаильский	174,0	263,9	250,3	212,2	11,0	-	-15,2
Ясамальский	129,6	252,9	278,2	249,6	18,2	-	-10,3
Насимовский	-	-	151,5	250,7	-	-	65,5
Наримановский	153,5	284,0	271,3	234,2	16,6	-	-13,7
Низамийский	111,4	164,8	186,1	195,5	10,3	-	5,1
Хатайский	179,3	225,8	270,2	308,0	5,9	-	14,0
Вне зоны исслед.	567,4	916,3	1220,2	1398,1	12,7	33,2	14,6
Инспекция	322,1	177,3	174,7	153,4	-13,9	-1,5	-12,2
Всего	1637,4	2284,9	2802,5	3001,7	8,7	22,7	7,1

1.6 Текущие проблемы энергоснабжения БаГЭС

Ниже вкратце рассмотрены основные проблемы :

(1) Изношенное распределительное оборудование

Наиболее серьезной проблемой распределительной сети, управляемой БаГЭС, является устаревшее и изношенное оборудование: трансформаторы, кабели и распределительные устройства.

(а) Подземные кабели

Совокупная протяженность распределительных линий среднего напряжения в пределах зоны исследования составляет около 900 км, из них 93% приходится на долю подземных кабелей общей длиной 840 км. Отмечено, что все еще используются кабели, уложенные в начале 1900 годов. В 1998 г. зафиксировано 2880 случаев перебоев в энергоснабжении по всему городу из-за аварий на подземных кабелях, вызванных повреждением изоляции, перегрузкой и плохими контактами в кабельных стыках.

(б) Трансформаторные станции

Отмечается, что около 1000 трансформаторов (34%) из общего числа 2961 единиц находятся в эксплуатации свыше 25 лет. Согласно данным, зарегистрированным в журналах трансформаторной мастерской, у 51% трансформаторов, принесенных в ремонтные мастерские, наблюдаются повреждения обмотки. Износ или перегрузка трансформаторов является причиной повреждений. Считается также, что причиной повреждений служит проникновение воды в трансформаторы из-за пришедших в негодность водонепроницаемых уплотнений. Наблюдается также частая утечка масла из трансформаторов.

В эксплуатации все еще находится некоторое количество маслозаполненных автоматических выключателей, остальные являются маломасляными. Хотя такие выключатели обладают хорошими эксплуатационными характеристиками и, они требуют относительно интенсивное техническое обслуживание и склонны к возгоранию.

(2) Нехватка важного оборудования

В ходе исследования участка и сбора данных, Исследовательская Группа выявила проблемы системы распределения электроэнергии, в частности, выявлено отсутствие следующего важного оборудования. На некоторых трансформаторных станциях было обнаружено, что из-за нехватки РУ по две цепи фидеров СН подключаются к одному распределительному устройству на низковольтном щите. Отмечается также нехватка оборудования для защиты трансформаторов.

Большинство имеющихся амперметров повреждены и неисправны. Отсутствуют многие другие измерительные приборы. Таким образом, трудно следить за текущей ситуацией распределительной сети и принимать необходимые контрмеры, чтобы справиться с растущим энергопотреблением. Кроме того, это один из факторов перегрузки трансформаторов и повреждения подземных кабелей.

(3) Недостаток материалов для проведения технического обслуживания и запасных частей

Плавкие предохранители для первичной стороны трансформаторов являются важными устройствами для защиты от тока перегрузки в системе, однако, на многих трансформаторных станциях наблюдалось использование проводов вместо предохранителей, что явно связано с нехваткой запасных частей. Почти на всех распределительных щитах НН исследуемого участка провода используются либо вместе с предохранителями, либо вместо них. Такие методы не предохраняют распределительные линии от тока перегрузки и приводят к повреждениям кабеля и/или перегрузке трансформаторов.

(4) Неправильная установка и техобслуживание

Соединения линия среднего и низкого напряжения часто выполняются из подручного материала вместо того, чтобы использовать правильные кабельные соединители. Зачастую изолянта разматывалась, и неизолированные провода оставались открытыми. Это может привести к травмам технического персонала.

(5) Потери электроэнергии

Одним из важных вопросов распределительной сети Баку является высокий уровень потерь, 17% в 1999 г. Потери включают в себя относительно небольшую долю технических и значительную долю нетехнических потерь. Технические потери связаны с оборудованием и уменьшение технических потерь требует существенных капиталовложений. С другой стороны, нетехнические потери - это результат административных недоработок, включая неточные измерения, неадекватную систему составления счетов, слабое руководство сбором платежей. Уменьшение нетехнических потерь возможно путем небольших инвестиций, поэтому рекомендуется немедленно принять соответствующие меры.

(6) Сбор оплаты за электроэнергию

Помимо вопроса нетехнических потерь, имеется более серьезная проблема с неудовлетворительным сбором оплаты. В Таблице 1.6-1 обобщены данные по объемам реализованной энергии, подлежащим оплате суммам и др. показателям за период 1995 - 1999 гг. Неуплаченные суммы составляют порядка 30% от сумм, подлежащих оплате, и дебиторские задолженности примерно соответствуют объему продаж за 8 месяцев.

Таблица 1.6-1 Продажа электроэнергии и сбор оплаты

Год	1995	1996	1997	1998	1999
Реализованная энергия (ГВтч)	1704,9	2008,2	2284,9	2802,5	3001,7
Выставленный счет (в млн. манат)	137999,6	158989,1	212102,3	276553,4	272289,9
Выплаченная сумма (в млн. манат)	44254,9	54487,1	78339,3	77041,1	76866,4
Баланс (в млн. манат)	93744,7	104502,0	133763,0	199512,3	195423,5
Отношение оплаты к выст. счету (%)	32,1	34,3	36,9	27,9	28,2
Счета к получению в объемах месячного сбыта (месяцы)	8,2	7,9	7,6	8,7	8,6

(Источник: БаГЭС / ПСЭ)

(7) Вопросы финансового исполнения БаГЭС

Финансовое исполнение БаГЭС ухудшается из года в год. Основные факторы неудачного финансового исполнения считаются (i) малая разница между стоимостью покупки энергии и низким уровнем среднего розничного тарифа (80% всего объема продажи энергии приходится на бытовых потребителей, на которых распространяется самый низкий тариф), (ii) рост энергоснабжения для льготных потребителей, в т.ч. беженцев, (iii) неудовлетворительная организация сбора оплаты.

II. ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА

II. ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА

2.1 Существующий план развития города Баку

Имеется два вида планов развития распределительной сети в Баку. Один из них представляет собой долгосрочный план развития по улучшению энергоснабжения центра города Баку. Другой представляет собой 3-летний план развития на период 1996-1998 гг., который был разработан силами БаГЭС на основе упомянутого долгосрочного плана и конкретизирован применительно к целевой зоне обслуживания.

План долгосрочного развития охватывает программы улучшения системы передачи и распределения электроэнергии в центре Баку и основан на прогнозе энергопотребления до 2005 гг. План сконцентрирован на укреплении системы ЛЭП и повышении напряжения распределительной сети с 6 кВ до 10 кВ.

Трехлетний план оценивает общую стоимость в 232,7 млрд. манат (что эквивалентно 60,1 млн. долларов США по среднему обменному курсу в 1998 г.). В нем сделан упор на восстановление и замену устаревшего оборудования. На настоящий момент Фонд Приватизации в срочном порядке выделил БаГЭС только около 9 млрд. манат (3,9% от общей стоимости), и план в основном финансируется из собственных средств БаГЭС. По состоянию на конец 1999 г. было выделено приблизительно 37,24 млрд. манат, что составляет всего лишь около 16,0% от всего плана.

2.2 Распределительные объекты в зоне исследования

Для формулирования Генерального Плана восстановления и реконструкции распределительной сети (далее Генеральный План) необходимо подробно разобраться в состоянии существующих объектов, составляющих сеть. В рамках этого исследования было предпринято подробное изучение трансформаторных станций и распределительных линий среднего напряжения (СН). Также для последующего облегчения анализа и исследования изученная информация/данные были объединены в основную базу данных. Ниже рассматриваются характеристики существующих объектов в зоне исследования.

(1) Трансформаторные станции

В Таблице 2.2-1 представлены распределительные объекты в каждом районе. Сравнивая эти данные с информацией о всех объектах БаГЭС, видно, что в зоне исследования установлено 48%

трансформаторных станций и 65% трансформаторных мощностей. Средний коэффициент загрузки всех трансформаторов, установленных в зоне исследования, равен 47,8%; сведения по районам приведены в Таблице 2.2-2.

Таблица 2.2-1 Оборудование трансформаторных станций

	Сабаил.	Ясамал.	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
Трансф.станции	149	247	215	182	111	197	1101
Трансформаторы	229	401	350	279	177	314	1750
Мощность тр. (МВА)	112,1	207,2	168,8	134,4	87,0	171,4	880,9
Распредустр.СН	813	1,492	1,311	965	627	1015	6223

Таблица 2.2-2 Оценка среднего коэффициента загрузки трансформаторов

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
Потребность (ГВтч)	280,2	322,8	321,7	304,8	223,6	371,3	1824,4
Пиковая потребность (МВт)	58,2	67,0	66,8	63,3	46,4	77,1	378,7
Кэфф. загрузки (%)	57,6	35,9	43,9	52,3	59,3	50,0	47,8

(2) Распределительные линии среднего напряжения

Существующие распределительные линии СН показаны в Таблице 2.2-3, а доля двухцепных линий в системе СН – в Таблице 2.2-4. Длина подземных линий с указанием года укладки представлена в Приложении 2.2-1. Т.к. система 6 кВ в принципе была развита и расширена как одноцепная, доля двухцепных линий очень мала. С другой стороны, для обеспечения надежности стандарт системы 10 кВ стал в принципе двухцепным. Поскольку весь Хатанский район электрифицирован относительно недавно, и система 10 кВ была принята с начала, там много участков двухцепных линий. В других зонах доля двухцепных линий ниже для системы 10 кВ, т.к. при первом внедрении системы 10 кВ была изменена существующая система 6 кВ.

Таблица 2.2-3 Оборудование линий СН

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
Число линий	218	340	296	240	149	150	1393
Число цепей	260	420	344	273	182	247	1722
Соединения кабелей	123	149	178	168	35	31	684
Длина линий (км)	96,03	162,56	122,19	114,98	80,87	81,30	654,93
Длина кабелей (км)	120,50	206,90	146,20	109,56	100,61	124,17	827,94

Таблица 2.2-4 Двухцепные линии в распределительных линиях СН (%)

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
Линии 6 кВ	5,4	8,9	7,5	4,4	50,0	31,3	7,4
Линии 10 кВ	47,9	48,4	38,6	32,5	21,8	68,7	42,6
Итого	19,3	23,5	16,2	13,8	22,1	64,7	23,6

2.3 Идентификация целевых распределительных объектов

Хотя зона исследования имеет сравнительно небольшую площадь около 130 км², количество распределительных объектов, составляющих сеть, велико. Поэтому представляется важным установить четкие критерии для выявления объектов оборудования, подлежащего восстановлению.

(1) Подземные линии среднего напряжения

Большинство распределительных линий СН в зоне исследования представляют собой подземные линии, а количество воздушных линий очень мало, особенно в пригородной области зоны исследования. Для подземных линий, которые нужно выбрать, были исследованы следующие позиции. Порядок приоритетности установленных линий соответствует порядку их перечисления и годам прокладки кабелей.

- (а) Кабели, проложенные до 1960 г.
- (б) Кабели, имеющие более двух соединений
- (в) Использование кабелей 6 кВ в системе 10 кВ

Подземные кабельные линии, установленные по вышеуказанным критериям отбора, показаны в Таблице 2.3-1, а детали приведены в Приложениях 2.3-1 (1) - (6). Старейшие из проложенных в городе кабелей относятся к 1900 году., они расположены на 3 участках в Сабаильском районе, общей протяженностью 1413 м. Следующая группа старых кабелей проложена в 1910 г. и все еще используется на 7 участках длиной 4160 м в Сабаильском и на 7 участках длиной 3356 м в Насимовском районе.

Таблица 2.3-1 Подземные кабельные линии, подлежащие восстановлению (км)

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
(а) проложенные до 1960	38.21	45.33	44.08	42.40	5.40	1.81	177.23
(б) более 2 соединений	7.62	8.88	10.97	6.67	3.21	4.57	41.92
(с) с использованием кабеля 6 кВ	-	1.58	1.62	3.23	7.36	-	13.79
Всего	45.83	55.79	56.67	52.20	15.96	6.38	232.94
Доля от длины существ. кабелей (%)	47.7	34.9	46.4	45.5	19.8	7.8	35.6

(2) Распределительные устройства среднего напряжения

Часть существующих автоматических выключателей представляет собой все еще используемые маслозаполненные выключатели. Однако, все остальные выключатели – минимальные масляные. Совсем не применяются вакуумные и элегазовые выключатели, широко распространенные во всем мире. Согласно БаГЭС, при выходе из строя маслозаполненных выключателей проводится время от

времени их замена на минимальные масляные. Отсутствует график замены всех маслозаполненных выключателей в зависимости от года установки. Поэтому невозможно определить распределительные устройства, подлежащие восстановлению в соответствии с годом установки, и для их выявления проводится проверка следующих двух элементов. Порядок приоритета трансформаторных станций определялся годом укладки подключенных к ним подземных кабелей.

- (а) Распределительные устройства трансформаторных станций с использованием маслозаполненных выключателей
- (б) Распределительные устройства, соединенные с подземными кабелями, проложенными до 1960 г.

Общее описание трансформаторных станций, оборудованных распределительными устройствами СН, которые подлежат восстановлению по вышеуказанным критериям, приведено в Таблице 2.3-2, а детали - в Приложениях 2.3-2 (1) - (5). Из таблицы видно, что в Хатаинском районе нет трансформаторных станций, отвечающих этим критериям, поскольку электрификация этого района была проведена позже всех остальных.

Таблица 2.3-2 Распределительные устройства среднего напряжения (трансформаторные станции), подлежащие восстановлению

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
Кол-во трансформаторных станций, использующих баковые масляные выключатели	16	12	10	2	-	-	40
Кол-во трансформаторных станций, соединенных с подземными кабелями, проложенными до 1960	34	67	59	52	10	-	222
Итого	50	79	69	54	10	-	262
Доля из числа существующих трансформаторных станций (%)	33,6	32,0	32,1	29,7	9,0	0,0	23,8

(3) Трансформаторы

В 1998 г. в трансформаторную мастерскую для ремонта поступило в общей сложности 328 трансформаторов (10,4% от существующего количества). В большинстве случаев причиной аварий явилось повреждение изоляции (37,8%), имеются также трансформаторы, нуждающиеся в ремонте части обмотки без ее полной замены. В утиль сдано 8,5%, капитальный ремонт выполнен на 6,4% трансформаторов. По сведениям, многие аварии потребовали интенсивного ремонта, причиной чего считается обветшание оборудования, а также влияние перегрузки.

Однако, т.к. регистрация данных о ремонте и авариях по каждому трансформатору не организована, надежная информация отсутствует и поэтому трудно выбрать трансформаторы для восстановления.

Поэтому число мощности восстанавливаемых трансформаторов определялись на основе числа трансформаторов, установленных на тех станциях, где восстановлению подлежат распределительные устройства среднего напряжения. Результаты представлены в Таблице 2.3-3.

Таблица 2.3-3 Трансформаторы, подлежащие восстановлению

Пункт	Количество единиц	Мощность (кВА)
20 - 400 кВА	219	74495
560 - 630 кВА	149	92190
750 - 1000 кВА	6	5750
Итого	374	173435

(4) Цепи низкого напряжения

В случае РУ НН и линий, составляющих цепи НН, как и в случае трансформаторов, для оценки стоимости намечены только цепи НН трансформаторных станций, использующих подлежащие восстановлению распределительные устройства СН. Количество фидеров НН и установленных электросчетчиков определялось по среднему числу проложенных кабелей.

2.4 План объектов для формулировки Генерального Плана

(1) Повышение системного напряжения с 6 кВ до 10 кВ

В случае повышения системного напряжения с 6 кВ до 10 кВ можно получить увеличение предельно допустимого тока более чем в 2,5 раза при том же размере кабеля. Поскольку зона исследования охватывает центральную часть города Баку с более высокой плотностью спроса, повышение напряжения системы до 10 кВ в ближайшем будущем принесет этой зоне пользу. Однако в Генеральном Плана повышение напряжения с 6 кВ до 10 кВ не принимается в расчет, в связи с тем, что при повышении напряжения до 10 кВ потребуются модернизировать или заменить трансформаторы и РУ в подстанциях на 110 и 35 кВ Азербээнерджи (которые не входят в рамки исследования).

(2) Подземные линии среднего напряжения

В существующей распределительной системе имеется много одноцепных линий системы 6 кВ. Для системы 10 кВ, однако, внедряется система с двухцепными линиями. Поэтому система 10 кВ обеспечивает более надежное энергоснабжение, чем 6 кВ. Подземные распределительные системы обычно применяются в городских районах, где спрос на энергию очень велик. Что касается структуры системы, то приняты трехцепная "точечная сетевая система" и двухцепная система "главная линия - резервная линия". Соответственно, в принципе, большинство подземных линий, подлежащих восстановлению, заменяются на двухцепные линии.

Большинство подземных линий для восстановления - линии 6 кВ. Вероятно, необходимое повышение напряжения в соответствии будет осуществлено с ростом потребности. В таком случае, если кабели будут снова заменяться, работы по прокладке могут беспокоить жителей, нарушать работу транспортную систему, и вызвать дополнительные расходы. Т.к. разница в стоимости между кабелями 6 кВ и 10 кВ мала, а стоимость работ по прокладке почти одинакова, для вновь прокладываемых кабелей используются подземные кабели с номинальным напряжением 10 кВ.

(3) Распределительные устройства среднего напряжения

В существующей распределительной системе СН все линии соединены непосредственно с трансформаторной станцией. Для уменьшения стоимости использование дорогостоящих выключателей для защиты линии ограничено, и они устанавливаются в начале линии, а дешевые разъединители устанавливаются на приемном конце. Затем исследовательская группа обсудила с БаГЭС принятую системную конфигурацию. Однако БаГЭС имеет опыт аварий, вызванных неисправностью в точке кабельного соединения, и в настоящее время не поддерживает идею принятия системы большим числом кабельных соединений, чем ныне существующее, несмотря на ее меньшую стоимость.

Соответственно, Генеральный План следовал принятой в настоящее время системе. Другими словами, на начальном конце линии будет установлен выключатель для обнаружения повреждений и отключения поврежденных участков от систем, а на другом конце - выключатель нагрузки с дистанционным управлением.

(4) Трансформаторы

Хотя стандартом предусмотрено использование масляных трансформаторов, трансформатор сухого типа с литой изоляцией принимается для трансформаторных станций, прилегающих к другим зданиям, расположенным в арендованных помещениях, а также для станций компактного типа, с целью защиты соседних жителей от пожара и выделяющихся при этом ядовитых газов. Мощности трансформаторов 400 кВА, 630 кВА и 1000 кВА.

(5) Реконструкция зданий трансформаторных станций

Поскольку здания трансформаторных станций проектировались на основе размеров баковых масляных или маломасляных выключателей, помещения слишком малы для установки бронированных комплектных вакуумных или элегазовых выключателей. Кроме того, поскольку зона изучения представляют собой городские кварталы, зачастую имеются сложности с расширением площадей зданий и выделением земельных участков для переноса станций, исключая трансформаторные станции в поясе зеленых насаждений или парках.

Вместе с тем выяснено, что имеется много наземных (отдельно стоящих) трансформаторных станций, способных вместить указанные выключатели при условии изменения планировки их помещений с оборудованием. Однако те трансформаторные станции, которые пристроены к зданиям и занимают часть их площади, не имеют места для установки автоматических выключателей. Для таких станций на этапе рабочего проекта необходимо предусмотреть ряд модификаций, в т.ч. подвод только одной линии в станцию.

(б) Низковольтные распределительные устройства

При нынешней системе низковольтные распределительные щиты устанавливаются для каждого трансформатора. Та же самая система принимается и для Генерального Плана. Предполагается, что среднее количество фидеров, которые нужно протянуть от одного низковольтного щита, равно 8 линиям, а для комплектных наземных трансформаторных станций - 6 линиям.

2.5 Генеральный План

2.5.1 Закупаемое оборудование и материалы

(1) Материалы для подземных кабелей

Общее число линий равно 485, в то время как количество восстанавливаемых участков подземных распределительных линий составляет 469. Таким образом, доля участков с двойными цепями очень низка (3,4%). Чтобы повысить надежность системы энергоснабжения 6 кВ до уровня системы 10 кВ и выше, мы планируем, в качестве базовой концепции, провести реконструкцию подземных кабелей в пределах зоны восстановления так, чтобы преобразовать ее в систему с двухцепной конфигурацией. В связи с этим потребуется приобрести кабели общей длиной 493,6 км.

С целью снижения потерь, закупаемые кабели представляют собой кабели на 6/10(12) кВ, с изоляцией из сшитого полиэтилена (полиэтилен с межмолекулярными связями), в ПВХ-оболочке, с алюминиевыми проводниками 3 x 240 мм² и 3 x 150 мм². Первый тип будет использован для линий, образующий собой основную и кольцевую систему, а второй – для ответвлений. Далее, соотношение этих типов в объеме закупки мы устанавливаем равным 70% и 30%. Что касается длины кабеля на одном барабане, мы задаем 400 м для кабеля первого типа и 500 м для кабеля второго типа (количество принадлежностей для концевой заделки и соединения кабелей также определяется на этой основе), учитывая маршрут транспортировки из Грузии и характер кабелеукладочных работ в сложной городской обстановке.

(2) Распределительные устройства среднего напряжения

Для распределительных устройств СН мы планируем использовать нижеперечисленные распределительные щиты. Для РУ на распределительных линиях и шинах будут использоваться распределительные щиты с приводом на эл/моторах, принимая во внимание запланированное на будущее внедрение автоматизированной системы диспетчеризации нагрузки. Трансформаторы тока будут установлены на отходящих фидерах и в трансформаторных цепях.

- (а) Отходящие фидеры : элегазовые или вакуумные автом.выключатели (на 600А)
- (б) Входящие фидеры : элегазовые выключатели нагрузки (на 600А)
- (в) Шины : элегазовые выключатели нагрузки (на 2000А)
- (г) Цепи трансформаторов напряжения : Трансформаторы напряжения и вольтметры
- (д) Трансформаторные цепи : элегазовые выключатели нагрузки и силовые предохранители

В качестве базового принципа, к каждой трансформаторной станции будут подключены двоярные цепи, однако в существующих трансформаторных станциях мало места и затруднительно установить распределительные щиты, соответствующие двуцепной конфигурации. Соответственно, Генеральный План предусматривает для этих станций использовать одинарные цепи. На этой основе определяется количество ячеек РУ, подлежащих реконструкции, а именно:

Таблица 2.5-1 Устанавливаемые распределительные щиты

Тип	Кол-во
Щиты сетевых автоматов	877
Щиты выключателей нагрузки	877
Шинные щиты	201
Трансформаторов напряжения	402
Трансформаторных цепей	374

(3) Трансформаторы

Имеется 11 категорий мощности трансформаторов, намеченных к восстановлению. Однако не предусматривается замена трансформаторов с сохранением прежней мощности, напротив, мы планируем с учетом роста потребности в энергоснабжении выбрать мощности приобретаемых трансформаторов среди трех номиналов : 1000 кВА, 630 кВА и 400 кВА. Темпы роста спроса на электроэнергию в зоне исследования оцениваются величиной 15,7% на следующие 10 лет. С другой стороны, так как стандартное число трансформаторов, установленных в трансформаторных станциях в зоне исследования, равно двум, желательно удерживать степень загрузки трансформаторов в пределах 50%, чтобы обеспечить надежность электроснабжения при выходе одного из трансформаторов из строя (требования принципа N-1). На этой основе подготовлен план реконструкции трансформаторов, представленный в Таблице 2.5-2.

Таблица 2.5-2 Число и мощности трансформаторов, устанавливаемых по Генеральному Плану

	1000 кВА	630 кВА	400 кВА	Итого (МВА)
Закупаемые трансформаторы	36	196	142	216.3

Из 262 намеченных к реконструкции трансформаторных станций 26 являются прилегающими к соседним зданиям, 57 относятся к арендованным помещениям внутри других зданий, а 13 станций являются компактными. Для таких станций будут применяться сухие трансформаторы с литой изоляцией.

(4) Низковольтные распределительные щиты и материалы для низковольтных линий

На вторичной стороне каждого трансформатора будет установлено по одному распределительному щиту низкого напряжения. Поскольку потребуется повысить мощность трансформаторов в связи с ростом спроса, номинальный ток каждого из низковольтных фидеров будет выбираться так, чтобы соответствовать мощностям трансформаторов 1000 кВА, за исключением случаев модульных станций. Так как стандартом предусмотрена установка двух трансформаторов для каждой станции, кроме модульных, будут смонтированы шинные переключатели, взаимно соединяющие два низковольтных щита.

Что касается силовых кабелей низковольтных распределительных линий, для подземных кабелей и отводов в дома будут использоваться 0,6/1 кВ бронированные стальной лентой кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, в ПВХ-оболочке, с алюминиевым проводником, и кабели АВС, соответственно. Что касается типоразмера, будут применяться : $3 \times 240 + 1 \times 95 \text{ мм}^2$ для основных цепей и $3 \times 150 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$ для других цепей в случае подземных кабелей, и $3 \times 150 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$ для основных линий и $3 \times 70 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$ для других цепей в случае отводов к домам.

2.5.2 План восстановления и реконструкции электрораспределительной сети

Приоритет восстановления в принципе основан на годе укладки подземного кабеля. С другой стороны, распределение кабелей по годам укладки, представленное в Приложении 2.2-1, характеризуется значительным разбросом среди районов зоны исследования. При условии, что Генеральный План на 10-летний период по каждому району будет формулироваться независимо, степень превышения срока службы может отличаться от района к району.

Чтобы избежать таких противоречий при формулировке Генерального Плана, охватывающего всю зону изучения, Генплан следует разрабатывать так, чтобы обеспечить равномерность замены по всей охватываемой территории и на весь 10-летний период. Это позволит разделить Генеральный План на отдельные проектные участки. Такой подход не только обеспечит последовательность выделения капиталовложений согласно приоритету для наиболее устаревших объектов, но и позволит

отслеживать согласованность между Генеральным Планом и планами, касающихся конкретных районов, в том числе на этапе разработки детального проекта.

Далее, ежегодный график проведения работ по восстановлению и реконструкции целевых объектов основан на количестве трансформаторных станций и протяженности подземных кабелей. Для соответствия фактическому состоянию намеченных трансформаторных станций и подземных кабелей ведется подсчет числа распределительных устройств и числа/мощности трансформаторов.

В Таблице 2.5-3 представлен график восстановления и реконструкции объектов на предстоящие десять лет, который был разработан на основе вышеуказанных критериев. Кроме того, указаны годы проведения работ с разбивкой по административным районам согласно колонке "Приоритет" в Приложениях 2.3.-1 с (1) по (6) и 2.3.-2 с (1) по (5).

Таблица 2.5-3 Ежегодный график работ

Год	Подземные кабели		Трансформаторные станции		
	Кол-во линий	Длина линий	Кол-во станций	Кол-во трансф-ров	Трансформат. мощность
1	51	23,4 км	27	42	20,8 МВА
2	52	23,0 км	27	40	19,1 МВА
3	50	23,8 км	26	37	16,9 МВА
4	46	22,9 км	26	36	17,5 МВА
5	57	23,2 км	26	34	15,8 МВА
6	49	23,6 км	26	36	17,5 МВА
7	41	23,4 км	26	32	15,1 МВА
8	46	22,8 км	26	31	13,1 МВА
9	31	22,8 км	26	46	20,3 МВА
10	46	24,1 км	26	40	17,4 МВА
Итого	469	232,9 км	262	374	173,4 МВА

2.6 Система диспетчеризации нагрузки

Целевыми объектами данного изучения являлась распределительная сеть на 10 и 6 кВ по состоянию на март 1999 г., которая управляется силами БаГЭС. Однако, вследствие реорганизации БаГЭС, к целевым объектам на 10 и 6 кВ была добавлена распределительная система на 35 кВ, которая ранее управлялась силами Азербэнеджи. В такой ситуации существующая система диспетчеризации нагрузки должна охватывать эти дополнительные сооружения. В отличие от плана распределительной сети, система диспетчеризации, не охватывающая объекты на 35 кВ, не сможет обеспечить надежность энергоснабжения всей рассматриваемой зоны. Ниже рассматривается автоматизированная система диспетчеризации нагрузки, охватывающая систему на 35 кВ, переданную от Азербэнеджи.

(1) Системная конфигурация Центрального диспетчерского центра

Существующий Центральный диспетчерский центр (ЦДЦ) состоит только из основного пульта управления, причем система работает не полностью вследствие обветшания оборудования. Поэтому рекомендуется внедрить новую, надежную систему, а старое оборудование демонтировать. Базовая концепция нового ЦДЦ включает в себя (1) автоматизированную диспетчерскую систему, охватывающую оборудование 35 кВ подстанций, а также распределительные сооружения на 6 и 10 кВ, (2) применение компьютеров для непрерывного отслеживания состояния оборудования, а также (3) функцию автоматического восстановления после сбоя или аварии.

Рекомендуемая система состоит из (а) блока управления распределительной сетью, (б) блока контроля за подстанциями, (в) диспетчерского терминала и (г) дисплейной панели. Конфигурация системы представлена на Рисунке 2.6-1.

(2) Оборудование трансформаторных станций

Распределительные устройства на трансформаторных станциях должны дистанционно управляться из ЦДЦ. Дистанционное управление будет осуществляться посредством радиорелейных линий в СВЧ-диапазоне на частоте 400 МГц. Каждая ячейка РУ с электроприводом будет соединена с блоком дистанционного управления (БДУ) для обеспечения дистанционного управления из ЦДЦ.

(3) Оборудование подстанций 35 кВ

В целях организации дистанционного контроля и управления подстанциями 35 кВ, которые в настоящее время эксплуатируются силами БаГЭС, подстанции должны быть оснащены оборудованием дистанционного управления. Поскольку подстанции на 35 кВ не входят в рамки данного исследования, нет сведений о фактическом состоянии их оборудования. Вместе с тем, судя по результатам осмотра ряда подстанций, они не обладают требуемыми функциями, за исключением случаев установки самого нового оборудования. Соответственно, БаГЭС в будущем потребуются подготовить план реконструкции системы на 35 кВ и объединить его с данным Генеральным Планом.

2.7 Прогноз спроса на электроэнергию в зоне исследования

Потребление электроэнергии потребителями БаГЭС прогнозируется до 2010 г. по годам и районам. Прогнозируется как годовое потребление в ГВтч, так и пиковый спрос в МВт. Прогноз спроса на электроэнергию обеспечит базовые условия для планирования распределительной системы.

(1) Методология

Спрос на электроэнергию среди потребителей БаГЭС прогнозируется по 3 категориям: "бытовой сектор", "промышленность", "другие отрасли". Предлагаются два сценария для прогнозирования спроса электроэнергии в бытовом секторе: "Сценарий высоких темпов роста" и "Сценарий энергосбережения". В этих сценариях сделаны разные допущения по потреблению электроэнергии на душу населения.

"Сценарий высоких темпов роста" предполагает, что существующая система сбора тарифов сохранится до 2010 г. Показатель потребления электроэнергии на душу населения увеличится в результате роста доходов. Уменьшение неэффективного использования электроэнергии не предполагается.

"Сценарий энергосбережения", напротив, допускает, что существующая система сборов тарифов на электричество будет усовершенствована, что приведет к стимулированию более эффективного использования электроэнергии. Потребление электроэнергии на душу населения приблизится к мировому уровню. Влияние роста доходов будет скомпенсировано усовершенствованной системой тарифов на электричество. Спрос на электроэнергию для отопительных целей зимой, однако, является потребностью, специфической для Баку, и добавляется к нормальному спросу на электроэнергию.

Предполагается, что потребление для "промышленных" и "других" нужд будет расти в связи с разными факторами, в т.ч. в соответствии с темпами экономического развития (6,0% в год, по данным прогнозов международных организаций) и с учетом эластичности спроса относительно темпов экономического развития (1,0). Упомянутые виды потребителей обычно более экономны и стремятся эффективно использовать электроэнергию. Вряд ли возможна значительная экономия энергии, так как с развитием хозяйственной деятельности они неизбежно увеличат потребление энергии.

Потери в 2010 г. приняты на уровне 10% от приобретенной электроэнергии для всех районов, включая как технические, так и нетехнические потери, исключая район Низами. Потери в Низами в 1999 г. составили 8,4%, т.е. уже ниже 10%. Пиковый спрос для каждого района оценен при коэффициенте загрузки 0,55.

(2) Результат

Реалистично предположить, что будет принята определенная программа реформ в сфере различных коммунальных служб, в том числе энергоснабжения, на период до 2010 года. Поэтому для целей планирования принят "Сценарий энергосбережения". Прогноз потребления электроэнергии потребителями БаГЭС приводится в Таблице 2.7-1.

Таблица 2.7-1 Результат прогноза спроса

Пункт	1998	2010	Рост (%/год)
А. Зона исследования			
Продажа энергии БаГЭС (ГВтч)	1519	1905	2,1
<i>Бытовое потребление (ГВтч)</i>	1253	1398	1,0
<i>Промышленное потребление (ГВтч)</i>	36	68	6,0
<i>Другие виды потребления (ГВтч)</i>	231	438	6,0
Потери (ГВтч)	305	206	-3,5
Общее потребление (ГВтч)	1824	2111	1,3
Пиковый спрос (МВт)	379	438	1,4
Б. Вне зоны исследования			
Продажа энергии БаГЭС (ГВтч)	1483	1757	1,6
Покупка энергии БаГЭС (ГВтч)	1793	1953	0,8
Пиковый спрос (МВт)	372	405	0,8
В. Итого по Баку (А + Б)			
Продажа энергии БаГЭС (ГВтч)	3002	3662	1,8
Покупка энергии БаГЭС (ГВтч)	3617	4064	1,1
Пиковый спрос (МВт)	751	844	1,1

(Примечание) Спрос вне Зоны Исследования классифицируется по категории «Инспекция».

2.8 План реализации и сметная стоимость

2.8.1 План реализации

(1) Восстановление распределительных сооружений

Генеральный План восстановления и реконструкции распределительной сети на 10-летний период требует значительных капиталовложений. Соответственно, для гладкого внедрения и реализации Генерального Плана требуется финансовая помощь со стороны иностранных правительств и международных организаций содействия развитию. В данном исследовании сметная стоимость проекта по Генеральному Плану определена исходя из предпосылки, что финансовая помощь из иностранных источников будет предоставлена и что Генеральный План будет реализовываться на протяжении следующих десяти лет в три этапа. В составе этого десятилетнего плана на первый этап отводятся первые четыре года, а на второй и третий этапы – по три года. Восстанавливаемые сооружения и приобретаемые основные виды оборудования и материалов показаны для каждого этапа в Таблице 2.8-1.

Расположение подземных линий и трансформаторных станций, восстанавливаемых на первом этапе, представлено на Рисунках 2.8-1 (1)-(5), на втором этапе – на Рисунках 2.8-2 (1)-(5), на третьем этапе – на Рисунках 2.8-3 (1)-(5). Для каждого этапа существующие сооружения на 10 кВ показаны синим, сооружения на 6 кВ – зеленым, подлежащие восстановлению сооружения – красным, а законченные – черным цветом.

Таблица 2.8-1 Восстанавливаемые сооружения и техническое снабжение на каждом этапе

	Первый этап	Второй этап	Третий этап	Итого
Восстанавливаемые сооружения				
Линии СН, длина (км)	93,1	70,1	69,7	232,9
Трансформаторные станции (кол-во)	106	78	78	262
Основные виды приобретаемого оборудования и материалов				
Кабели : СН (км)	197,3	148,7	147,8	493,8
: ШН (км)	246,9	153,2	183,9	583,9
Трансформ.мощности (МВА)	90,7	59,5	66,1	216,3
РУ СН : щиты сетевых автоматов	370	276	231	877
: щиты выкл.нагрузки *1	603	438	411	1452

Прим. *1: включая шину и трансформаторный щит

(2) Средства диспетчеризации нагрузки

Реализация плана восстановления средств диспетчеризации нагрузки мелкими порциями в соответствии с планом распределительной сети считается неэффективным подходом и неэкономичен. Планируется, что реализация плана восстановления средств диспетчеризации нагрузки начнется на втором этапе работ на распределительной сети, и будет осуществляться в два этапа. В Таблице 2.8-2 представлены основные виды оборудования и материалов, приобретаемых для работ по реконструкции системы диспетчеризации нагрузки. Подстанции 35 кВ не входят в объем нашего исследования. Поэтому число подстанций 35 кВ, входящих в систему дистанционного контроля и управления из ЦДЦ, не известно и не указывается в таблице. Пункты, отмеченные кружками в колонке второго этапа, означают добавление и/или модификацию программного обеспечения для оборудования, установленного на этапе II.

Таблица 2.8-2 Основное оборудование системы диспетчеризации нагрузки

	Этап I	Этап II	Этап III	Итого
Центральный диспетчерский центр (ЦДЦ)				
Блок управления распределит.сетью (основной)	—	1	○	1
Блок управления распределит.сетью (запасной)	—	1	○	1
Диспетчерский терминал	—	3	○	3
Крупногабаритный дисплей	—	1	○	1
Дисплейная панель схемы распределительной сети	—	1	○	1
Дисплейная панель контроля и телеметрии	—	1	○	1
Оборудование управление радиосвязью	—	1	—	1
Блок контроля подстанции (основной)	—	1	○	1
Учебный терминал	—	—	1	1
Офисный терминал	—	—	3	3
Трансформаторные станции				
БДУ	—	184	78	262
Подстанции 35 кВ				
Блок контроля подстанции (вспомогательный)	—	—	—	—

Прим. Работы по реконструкции системы диспетчеризации нагрузки начинаются на этапе II

2.8.2 Материально-техническое снабжение

(1) Распределительные сооружения

В особенности проблематичным является вопрос приобретения распределительных устройств среднего напряжения. Здесь сложность заключается не в технических характеристиках, а в габаритах элегазовых или вакуумных распределительных устройств. Большинство из трансформаторных станций спроектированы под распределительную сеть из одноцепных линий. Поэтому такие трансформаторные станции слишком малы, чтобы в них можно было разместить распределительные устройства среднего напряжения для сети, преобразованной в двухцепную конфигурацию в ходе модернизации, и такие станции требуют расширения площади.

В результате анализа этих обстоятельств считается рациональным использовать международный конкурентный тендер для приобретения распределительных устройств, подходящих для частичной реконструкции трансформаторных станций. Но даже и в этом случае в тендерной документации потребуется подробно указывать компоновку станций и требования к оборудованию.

(2) Средства диспетчеризации нагрузки

Система диспетчеризации нагрузки состоит из оборудования связи, средств и устройств управления, созданных на базе современной электронной технологии, причем такое оборудование продолжает очень быстро развиваться благодаря свободной конкуренции и применения гибких производственных технологий при изготовлении управляющего оборудования. Поэтому закупка такого сложного оборудования и материалов для распределительной системы будет проводиться посредством международных конкурентных торгов.

В данном плане предусматривается использовать графическую информационную систему (ГИС) для отображения расположения распределительных линий на карте. Однако графическая информационная схема энергетической системы всего Азербайджана все еще находится в процессе создания при помощи Японии. Предполагается, что к моменту начала реализации плана восстановления системы диспетчеризации нагрузки такая электрическая карта уже будет создана, что поможет решать задачу совершенствования базовой инфраструктуры в городе Баку.

2.8.3 Расценки для определения сметной стоимости Генерального Плана

Для определения сметной стоимости имеются таблицы стандартных расценок, разработанные промышленными предприятиями. Однако эти расценки, которыми пользовалась БаГЭС, были составлены в эпоху бывшего Советского Союза и указанное в них оборудование не подходит для данного Генерального Плана. Кроме того, БаГЭС не имеет опыта проведения закупки оборудования

путем международного конкурентного тендера. С учетом этих обстоятельств, исследовательская группа подготовила стандартные расценки на основе информации о международных тендерах за последнее время и с использованием расценок заводов-изготовителей оборудования.

2.8.4 Вид контракта

БаГЭС закупала необходимое оборудование и материалы от азербайджанских и иностранных поставщиков, и выполняла работы либо своими силами, либо поручала их подрядчикам. Кроме того, иногда в подряд входила поставка оборудования и материалов. Однако, как уже обсуждалось ранее, приобретаемое по данному плану оборудование и материалы должны отвечать различным требованиям, указываемым в тендерной документации, а БаГЭС и местные подрядчики столкнутся с проблемой установки и регулировки незнакомого им оборудования, изготовленного на основе новейшей технологии. Поэтому считается уместным привлечь к выполнению работ опытного зарубежного подрядчика на условиях контракта "под ключ". Вместе с тем предусматривается, что местные, азербайджанские подрядчики выполняют основную часть работ по субподрядным договорам. Прокладка кабелей в центре города требует особенно активного участия местных подрядчиков, принимая во внимание сложности процедур оформления разрешений на проведение работ.

Сметная стоимость проектных работ, выполняемых местными субподрядчиками, определялась на основе имеющихся данных за прошлые периоды. Определение сметной стоимости общественных работ, в т.ч. по проектам создания коммунальных электросетей в Азербайджане, все еще проводится по методологии, разработанной в эпоху бывшего Советского Союза.

2.8.5 Стоимость проекта

Рассчитанная сметная стоимость проекта представлена в Таблице 2.8-3. Затраты на инженерного консультанта, занимающегося надзором за строительством, детальным проектированием и помощью в проведении торгов, определены на уровне 8% от всех прямых затрат по проекту, причем 10% от всех прямых затрат добавлены в качестве резерва на непредвиденные обстоятельства.

Таблица 2.8-3 Сводка данных о проектных затратах

	I этап	II этап	III этап	Всего
1) Распределительные сооружения				
Оборудование и материалы (СИФ)	28942	19641	20020	68603
Строительные затраты: иностр.доля	5625	3858	3970	13453
Строительные затраты : местная доля	4503	3163	3328	10994
Всего	39070	26662	27318	93050
2) Оборудование диспетчеризации нагрузки				
Оборудование и материалы (СИФ)	-	9842	2612	12454
Строительные затраты: иностр.доля	-	270	66	336
Строительные затраты : местная доля	-	67	16	83
Всего	-	10179	2694	12873
1) + 2)				
Оборудование и материалы (СИФ)	28942	29483	22632	81057
Строительные затраты: иностр.доля	5625	4128	4036	13789
Строительные затраты : местная доля	4503	3230	3344	11077
Всего	39070	36841	30012	105923
Детальн.проект и надзор за строительством	3126	2947	2401	8474
Резерв	3907	3684	3001	10592
Итого	46103	43472	35414	124989

2.9 Финансово-экономическая оценка проекта

Оценка проекта предназначена для выяснения жизнеспособности формулируемого проекта Генерального Плана (Проект) по всей зоне исследования как в экономическом, так и в финансовом аспекте посредством расчета экономической и финансовой внутренней нормы прибыли (ФВНП и ЭВНП).

(1) Экономический эффект

Оценка проекта проводится путем сравнения возможных событий между ситуациями "с осуществлением проекта" и "без осуществления проекта" и оценивается по росту прибыли как разность между поступлениями и затратами. Положительный эффект от реализации Генерального Плана определен как объем энергии, который не будет обеспечиваться без осуществления проекта. Необеспеченность энергоснабжения (снижение возможностей) в результате частых аварий на распределительных сооружениях и вытекающая отсюда нехватка мощностей (т.е. без реализации Проекта) будет устранена и энергией будут обеспечены все потребители. В этом контексте устранение необеспеченности энергоснабжения в результате Проекта вызывает рост потребляемой и продаваемой энергии по сравнению со сценарием "без осуществления Проекта".

Предполагается, что необеспеченность энергоснабжения как доля от общей прогнозируемой потребности будет расти темпами 3,0% в год, начиная с 2001 г., если Проект не будет осуществлен (достигнув, таким образом, 30% к 2010 году). В случае реализации Проекта, где устраняется

необеспеченность энергией, затраты на энергоснабжение распределяются в масштабе всей экономики (удельные затраты для этого случая определены в размере 8,08 центов за 1 кВт-ч). Без Проекта, однако, затраты на альтернативные источники электроэнергии должны нести потребители (в размере 17,42 центов за 1 кВт-ч). Таким образом, на каждый кВтч устранения нехватки энергии будет сэкономлено 9,24 цента США. Эта единичная стоимость представляет собой величину сбережения ресурсов в национальной экономике и будет применяться к приростному объему продаваемой энергии (устранение необеспеченности энергоснабжения).

Что же касается финансового анализа, используется разница между оптовой ценой, которую платит БаГЭС и розничным тарифом (20,3 манат за 1 кВт-ч), которая представляет собой удельный прирост прибыли за счет увеличения объема продаж энергии (благодаря устранению нехватки обеспеченности электроэнергией) за каждый кВт-час.

(2) Экономическая оценка

Расчеты показывают, что ЭВНП проекта составляет 27,9%. Сравнение ЭВНП с уровнем минимальной окупаемости (10%) показывает, что проект является экономически жизнеспособным.

Таблица 2.9-1 Результаты анализа чувствительности ЭВНП

Базовый сценарий : Степень необеспеченности (ежегодный рост на 3%)	26,9%
Степень необеспеченности (ниже на 0,5% ежегодно)	22,0%
Степень необеспеченности (выше на 0,5% ежегодно)	31,7%
Строительные затраты (ниже на 20%)	34,0%
Строительные затраты (выше на 20%)	22,0%

Анализ чувствительности показывает, что даже при самом консервативном сценарии, когда строительные затраты выше на 20% и степень необеспеченности энергоснабжения растет ежегодно на 2,5%, проект демонстрирует существенную жизнеспособность, превышающую 10%-ную норму минимальной окупаемости.

(3) Финансовая оценка

Применяя текущую норму прибыли БаГЭС, выясняется, что ФВНП отрицательная, означая, что рассчитанная величина текущей стоимости всех эффектов ниже текущей стоимости всех затрат для любой положительной ставки дисконтирования. Такой неудовлетворительный результат ФВНП объясняется в основном чрезмерно заниженными розничными тарифами и, как следствие, очень низкой нормой прибыли БаГЭС.

2.10 Система базы данных для эксплуатации и технического обслуживания

Для правильного управления и эксплуатации распределительной сети, быстрого устранения аварий и разработки эффективных планов реконструкции и расширения сети необходимо вести обработку информации и данных о всей системе и ее оборудовании. В ответ на такую необходимость исследовательская группа предлагает использовать компьютеризированную систему базы данных для управления и обработки информации, требующейся для эксплуатации и работы электросети.

Предлагаемая база данных сформирована на принципе, что информация и данные, использованные для разработки данного Генерального Плана, будут периодически пересматриваться и обновляться силами БаГЭС в соответствии с конкретной ситуацией. К достоинствам этой системы базы данных относятся (i) поддержание универсального формата данных в системе управления БаГЭС, (ii) быстрая обработка информации, что важно для анализа и отслеживания работы, (iii) централизация и коллективное использование информации/данных и предотвращение порчи и пропажи данных. Помимо этого также ожидается, что подготовленная основная база данных будет в конечном счете соответствовать изменяющимся нуждам БаГЭС на средне- и долгосрочную перспективу.

2.11 Меры для решения экологических вопросов

2.11.1 Вопросы, связанные со строительными работами при прокладке подземных линий

Строительные работы по прокладке подземных линий будут выполняться на улицах и дорогах города, где сосредоточены административные здания и жилые кварталы. В связи с этим шум и вибрация, создаваемые строительными машинами, а также препятствия для движения транспорта, могут отрицательно сказаться местной жилой обстановке.

Для снижения отрицательного влияния на дорожное движение и для защиты других подземных объектов выбор трасс следует проводить на таких участках, где (i) можно свести к минимуму длину кабеля, (ii) проходят дороги большой ширины и имеется низкая интенсивности движения, что упрощает строительные работы и последующее техническое обслуживание, (iii) имеется малое число пересечений с подземными коммуникациями, напр., водопроводными и газопроводными трубами, и имеется место, чтобы уложить кабели на достаточном расстоянии от них, (iv) имеется малое число пересечений с дорогами и кабели можно укладывать под прямыми углами к дорогам, (v) уровень грунтовых вод низкий, а сам грунт плотный и стабильный.

Так как целевая область по Генеральному Плану охватывает плотно заселенную территорию с

высокой интенсивностью дорожного движения, в период строительных работ могут возникнуть следующие проблемы : (а) помехи движению транспорта, (б) повреждения других подземных объектов при выемке грунта, (в) шум и вибрация по время земляных работ, мешающие жителям. Поэтому необходимо принять соответствующие контрмеры, в частности, организовать службу техники безопасности, выставить регулировщиков дорожного движения и охрану на стройплощадках, использовать такие методы ведения земляных работ, которые не повредят другие подземные коммуникации, следить за своевременной вывозкой и размещением вынутого грунта и т.п.

2.11.2 Вопросы, связанные со строительством и эксплуатацией трансформаторных станций

Ниже рассматриваются проблемы, касающиеся местной жилой обстановки по время замены оборудования, проведения ремонтно-строительных работ и эксплуатации трансформаторных станций.

(1) Вопросы, связанные со строительными работами

При ремонтно-строительных работах на трансформаторных станциях и при замене оборудования неизбежным и станут плановые перерывы в подаче электроэнергии. Поскольку целевая область по Генеральному Плану охватывает центральную часть города, где сосредоточены административные здания и жилые кварталы, значительное число жителей и учреждений на этой территории будут испытывать неудобства, связанные с перерывами в энергоснабжении. Соответственно, при реализации плана следует принять нижеперечисленные меры для снижения числа случаев отключения энергии и сокращения их продолжительности : (i) использование временных трансформаторных станций, (ii) разработка планов с минимальным объемом нового строительства и расширения зданий станций, (iii) анализ конфигурации системы и выбор оборудования, позволяющего свести к минимуму объем работ по модернизации зданий трансформаторных станций.

Имеются сложности с отводом земельного участка для расширения или нового строительства трансформаторных станций, исключая полосы зеленых насаждений и парки. Для трансформаторных станций, расположенных в жилых или коммерческих зданиях, не имеется свободной площади для расширения. Для решения этой проблемы необходимо перенести стены-перегородки в помещениях станций и уделить особое внимание выбору типоразмера распределительных устройств среднего напряжения.

Большинство трансформаторных станций, размещенных в арендованных помещениях, а также некоторые из отдельно стоящих наземных станций выходят на общественные дороги. При проведении работ по замене оборудования на трансформаторных станциях требуется принять меры по обеспечению безопасности местных жителей, предотвращения возможных случаев травматизма, в

т.ч. связанного с временными трансформаторными сооружениями, а также для снижения помех движению транспорта. В этой связи и с учетом обстановки на конкретных стройплощадках предусматривается применение закрытых временных сооружений для сведения к минимуму доступа к токоведущим элементам, возведение оград и заборов вокруг временных сооружений и стройплощадок, корректировка графика проведения работ, подготовка персонала подразделений техники безопасности, тесная работа с общественностью и т.д.

(2) Вопросы, связанные с эксплуатацией объектов после завершения Проекта

Хотя шум от распределительного трансформатора усиливается по мере его старения, трансформаторы изолированы бетонными стенами и проникающий наружу шум мал. В практике БаГЭС отмечается лишь небольшое число жалоб от жителей домов, расположенных рядом с трансформаторными станциями.

Трансформаторы и распределительные устройства, содержащие масло, размещаются в бетонных зданиях, исключая случаи модульных подстанций. Даже если внутри здания произойдет утечка масла, оно стекает внутрь кабелепровода и не проникает за пределы здания. Поэтому вероятность загрязнения почвы при утечке масла считается очень низкой.

На ряде существующих трансформаторов отмечены случаи возгорания. Считается, что причина кроется в обветшании и перегрузке трансформаторов. Поскольку мощности трансформаторов, запланированных к установке данным Генеральным Планом, выбираются с учетом роста потребления и, кроме того, предусматривается установка предохранителей для защиты трансформаторов, становится возможным свести к минимуму число пожаров на трансформаторах из-за перегрузки.

Поскольку каждое помещение с оборудованием поделено бетонными перегородками, это снижает возможность распространения огня в случае пожара. Кроме того, предусматривается применять сухие трансформаторы с литой изоляцией, не содержащие масло.

III. ИЗУЧЕНИЕ БАЗОВОГО ПРОЕКТА

III. ИЗУЧЕНИЕ БАЗОВОГО ПРОЕКТА

3.1 Выбор приоритетной административной зоны

Изучение базового проекта, следующее за Генеральным Планом, служит для подготовки проектной концепции, которая будет использована для осуществления более конкретного плана восстановления и реконструкции. Следовательно, в такого рода исследование войдут создание базового проекта, составление сметы на целевые технические средства и разработка плана реализации. На начальном этапе, прежде чем выбирать наиболее приоритетный район / проект, расставляются приоритеты среди районов зоны изучения (шесть административных районов).

(1) Исходные данные для определения приоритета

Приоритеты рассматриваются с точки зрения (а) срочности выполнения плана восстановления и реконструкции и (б) планируемых эффектов, а также путем сопоставления и анализа различных показателей, в частности, производственных возможностей по энергоснабжению, степени обветшания сооружений, уровня спроса на электроэнергию, количества общественных учреждений в районе, численности населения и т.д. Каждый показатель преобразуется в удельную форму на единицу площади в м² в целях отражения эффектов от реализации плана восстановления и реконструкции.

(2) Определение приоритета

Для определения приоритета с использованием этих показателей плотности была использована система начисления баллов. Район с наиболее высоким значением параметра получает 6 баллов, следующий за ним район с меньшим значением параметра получает на 1 балл меньше, и т.д. в порядке убывания. По всем показателям Насиминский район стоит на первом месте, за ним идут Сабайльский и Ясамальский.

3.2 Зона, претендующая на приоритетный проект

(1) Зона-претендент

Баку имеет свой собственный концептуальный план восстановления и реконструкции распределительной сети в центральной части города, охватывающей три административных района. На необходимость срочных восстановительных работ в этой зоне также указывала группа предварительного изучения ИСА.

Фактически, около 43% учреждений здравоохранения и 32% всех распределительных объектов в зоне исследования (шесть административных районов) сконцентрированы на этой территории, хотя ее площадь (12,9%) составляет только около 10% от всех зоны исследования. Кроме того, эта зона формирует собой экономический и коммерческий центр Азербайджана. Помимо этого, плотность энергопотребления в этой зоне существенно выше по сравнению с другими участками. Далее, распределительные объекты в этой зоне характеризуются значительным числом старых кабелей, проложенных в период внедрения в городе Баку системы на 6 кВ, являясь на данный момент относительно устаревшими. Принимая во внимание такую ситуацию, эта центральная зона города Баку выбрана в качестве приоритетной, что и подтвердила партнерская организация.

(2) Деление зоны

Принимая во внимание результаты такого анализа, можно считать обоснованным выбор проекта / зоны для изучения базового проекта в рамках плана восстановления в центральной части, который по мнению БаГЭС требуется к срочной реализации. Однако, в связи с довольно ограниченными сроками исследования, представляется затруднительным использовать данный план по указанной центральной части города для целей изучения базового проекта. Поэтому рекомендуется дополнительно разделить территорию плана и сузить рамки базового проекта для изучения. Такое деление позволяет обеспечить последовательность и единство с концепцией Генерального Плана, охватывающего все 6 административных районов.

3.3 Выбор наиболее приоритетного проекта

Среди трех вышеупомянутых приоритетных проектов / районов выбирается наиболее приоритетный проект, являющийся предметом изучения базового проекта. В ходе предварительного технико-экономического обоснования (ТЭО) выполнена серия работ, включая идентификацию восстанавливаемых сооружений, определение сметной стоимости и расстановку приоритетов в ходе экономической оценки, которые подтвердили жизнеспособность проекта и его приоритет. На основании полученных результатов были проведены обсуждения с партнерской организацией, подтвердившие наиболее приоритетный статус выбранного проекта.

3.3.1 Распределительное оборудование в приоритетной проектной зоне

На основе базы данных по существующим трансформаторным станциям и подземным кабелям было выбрано распределительное оборудование среднего напряжения в приоритетной проектной зоне, перечисленное в Таблице 3.3-1. Видно, что в данной приоритетной зоне сконцентрировано 71% от всей протяженности подземных линий всего Сабаильского района, 57% Ясамальского и 44% Насиминского.

Таблица 3.3-1 Распределительное оборудование в приоритетной проектной зоне по районам

Оборудование		Сабайльская	Ясамальская	Насимипская	Итого
		приоритетная зона	приоритетная зона	приоритетная зона	
Трансформаторные станции (кол-во)	6 кВ	57	106	83	246
	10 кВ	34	38	23	95
	итого	91	144	106	341
Трансформаторы (кол-во)	6 кВ	82	160	124	366
	10 кВ	58	67	32	157
	итого	130	227	156	513
Мощность трансформаторов (МВА)	6 кВ	36,8	79,0	59,4	175,2
	10 кВ	37,4	35,3	26,1	99,1
	итого	74,2	114,3	85,5	274,3
Длина подземных кабелей (км)	6 кВ	46,0	76,2	49,7	171,9
	10 кВ	39,1	42,6	15,1	96,4
	итого	85,1	118,8	64,8	268,3

3.3.2 Идентификация целевого оборудования

Объем выбора оборудования для предварительного ТЭО учитывал распределительные кабели среднего напряжения, здания трансформаторных станций, распределительные устройства среднего напряжения, трансформаторы, распределительные щиты низкого напряжения и кабели низкого напряжения. Критерии определения оборудования для восстановления соответствуют критериям, использованным для изучения Генерального плана.

(1) Подземные кабели среднего напряжения

Все распределительные линии среднего напряжения в приоритетной проектной зоне представляют собой подземные кабели. Распределительные линии среднего напряжения для предварительного ТЭО отобраны с использованием следующих критериев.

- (а) Заменяются все распределительные линии, которые составлены из кабелей, уложенных до 1960 г.
- (б) При наличии более 2 кабельных соединений и различии года укладки кабелей

В Таблице 3.3-2 показана длина кабелей, выявленных в соответствии с вышеуказанным критерием. Из таблицы видно, что кабели, проложенные до 1960 г., это кабели 6 кВ. Кабели, проложенные до 1960 г. и входящие в распределительную систему 10 кВ, первоначально были проложены как элемент системы 6 кВ и позднее использованы как часть системы 10 кВ.

Таблица 3.3-2 Подземные линии, подлежащие восстановлению

Пункт	Сабаильская приоритетная зона	Ясамальская приоритетная зона	Насиминская приоритетная зона	Итого
Подземная линия 6 кВ				
проложенная ранее 1960 г.	25,2 км	40,5 км	30,2 км	95,9 км
Более 2 точек соединения	3,5 км	2,1 км	3,8 км	9,4 км
Итого	28,7 км	42,6 км	34,0 км	105,3 км
количество участков	54	100	75	229
Подземная линия 10 кВ				
проложенная ранее 1960 г.	0,3 км	-	0,1 км	0,4 км
Более 2 точек соединения	-	0,7 км	4,5 км	5,2 км
Итого	0,3 км	0,7 км	4,6 км	5,6 км
количество участков	1	1	3	5

(2) Трансформаторные станции

Для определения трансформаторных станций для срочной замены распределительных устройств и трансформаторов должно быть проведено более подробное полевое исследование. Однако, для предварительного ТЭО с целью выбора проекта для базового проектирования, в качестве целевого объекта рассматривается одна треть общего числа трансформаторных станций в приоритетной проектной зоне.

(3) Трансформаторы

Представляется сложным выбор намеченных трансформаторов на основе их данных за прошлые годы. Это связано с тем, что недостаточно тщательно велась регистрация данных о годе изготовления, покупки и установке каждого трансформатора. Соответственно, с учетом этой ситуации количество трансформаторов и мощность, подлежащие замене, установлены на уровне трети от соответствующих общих показателей приоритетной проектной зоны, как и в случае трансформаторных станций.

(4) Распределительные устройства среднего и низкого напряжения

Среднее количество распределительных устройств на одну трансформаторную станцию определено на основе числа существующих линий в приоритетной Сабаильской зоне, выбранной в Разделе 3.3.1, и количества распределительных линий, требующихся для реконструкции всех линий по двухцепной схеме.

3.3.3 Сметная стоимость

Для определения сметной стоимости приоритетного проекта сделаны следующие допущения, касающиеся сущности восстановления и замены оборудования:

(1) Здания трансформаторных станций

Расширение зданий трансформаторных станций, за исключением некоторой части, считается сложным. Поэтому сделан акцент на изменении планировки для замены оборудования на трансформаторных станциях, без рассмотрения строительства новых зданий.

(2) Трансформаторы и распределительные устройства

Предполагается, что, все трансформаторы и распределительные устройства на выбранных трансформаторных станциях подлежат восстановлению путем замены. Не рассматривается увеличение напряжения с 6 кВ до 10 кВ. При определении сметной стоимости число распределительных устройств скорректировано так, чтобы соответствовать числу кабелей.

(3) Распределительные линии среднего и низкого напряжения

Предполагается, что подземные кабели среднего напряжения, подлежащие восстановлению, будут заменены без изменения существующих трассы, независимо от того, являются ли они одно- или двухцепными.

(4) Стоимость проекта

Цены СИФ за единицу оборудования и кабельных материалов приняты на основе других проектов восстановления распределительных сетей. Предполагается, что работы по переделке зданий трансформаторных станций, извлечению и прокладке подземных кабелей будут проводиться местными подрядчиками. Хотя за установку, наладку и тестирование оборудования будет отвечать зарубежный поставщик, эти работы будут на практике выполняться местными подрядчиками.

В Таблице 3.3-3 указана сметная стоимость приоритетного проекта, основанная на вышеприведенных предположениях и условиях.

Таблица 3.3-3 Разбивка стоимости приоритетного проекта (тыс. долларов США)

Пункт	Сабаильская приоритетная зона	Ясамальская приоритетная зона	Насиминская приоритетная зона
Стоимость оборудования и материалов (СИФ)	7921	12377	9460
Стоимость строительства: иностр. доля	2272	3537	2730
Стоимость строительства: местная доля	1175	1807	1442
Всего	11368	17721	13632
Детальный проект и надзор за строительством	1137	1772	1363
Итого	12505	19493	14995

3.3.4 Определение затрат и экономического эффекта для оценки проекта

(1) Стоимость проекта для оценки

Затраты по проекту включают в себя сметную стоимость проекта (график выделения средств: 20% в первый год / 50% во второй год / 30% в третий год) и дополнительные издержки на эксплуатацию и техобслуживание (2,0% от стоимости проекта), обусловленные установкой новой системы по проекту. Составной коэффициент преобразования доли затрат в местной валюте, использованный в Генеральном Плане, применяется здесь для определения экономической стоимости.

(2) Экономический эффект для оценки проекта

Как и в случае Генерального Плана, рассматривается прирост энергоснабжения, который станет возможным в случае реализации проекта. Недостающая доля энергоснабжения, обусловленная авариями на объектах и нехваткой мощностей в случае, если проект не будет реализован, будет полностью устранена при реализации проекта. Соответственно, в качестве экономического эффекта рассматривается такой прирост энергоснабжения.

(3) Оценка потребности для приоритетного проекта / зоны

Поскольку сведения о продаже электроэнергии собираются отдельно по административным районам, представляется сложным применить такой подход для определения уровня потребности (потребления) для выбранной приоритетной проектной территории. Поэтому, в данном исследовании потребность для приоритетной зоны была рассчитана путем вывода пиковой потребности на основе общей мощности и среднего коэффициента мощности трансформаторов на каждом приоритетном проектом участке. Для оценки пиковой потребности и степени загрузки трансформаторов взят среднегодовой коэффициент загрузки, равный 55%, и коэффициент мощности, равный 90%.

(4) Удельная норма прибыли

Как указано в разделе, касающемся оценки Генерального Плана, удельная норма прибыли получена с точки зрения сбережения ресурсов (экономленная стоимость) в результате улучшения энергоснабжения. В результате вычислена удельная норма прибыли для оценки проекта, равная 9,24 доллара США/кВт-ч.

3.3.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности проводится для определения степени влияния основных переменных на ЭВНП приоритетных проектов и проверяется путем варьирования стоимости проекта ($\pm 20\%$) и изменения предполагаемого прироста объема энергоснабжения ($\pm 0,5\%$ от базового сценария).

3.3.6 Результат оценки

Результат оценки ЭВНП приведен в Таблице 3.3-4. При выборе наиболее приоритетного проекта / зоны видно, что самая высокая ВНП у Сабаильского приоритетного участка, как в случае базового сценария, так и для каждого сценария при анализе чувствительности. Поэтому, по результатам консультаций с партнером, в качестве наиболее приоритетной проектной зоны выбран приоритетный проект в Сабаильском районе.

Таблица 3.3-4 Результат оценки проекта по ЭВНП

		Сабаильская приоритетная зона	Ясамальская приоритетная зона	Насиминская приоритетная зона
Базовый сценарий		24,6 %	17,4 %	19,0 %
Анализ чувствительности				
1) Стоимость проекта	(- 20%)	29,8 %	21,3 %	23,1 %
	(+ 20%)	21,0 %	14,6 %	16,0 %
2) Темпы роста нехватки энергии	(-0,5% / год)	21,0 %	14,6 %	16,0 %
	(+0,5% / год)	28,1 %	20,0 %	21,8 %

3.4 Подробное исследование в наиболее приоритетной зоне

Исследовательская группа провела подробное изучение в ходе третьего полевого исследования для определения объектов, подлежащих восстановлению в наиболее приоритетной проектной зоне. При базовом проектировании исследовательская группа использует распределительную систему по состоянию на январь 2000 г.

Базовое проектирование проводилось для трансформаторных станций, выбранных в ходе обсуждения с БаГЭС, с учетом уровня износа оборудования и его значения в распределительной системе. Главной целью изучения является следующее.

- (а) Подтверждение нынешнего состояния трансформаторов и распределительных устройств
- (б) Подтверждение плана компоновки оборудования в зданиях станций
- (в) Подтверждение окружающей обстановки вокруг зданий станций, особенно ширина подъездных дорог, пространство для размещения временных сооружений, пространство для строительных работ.
- (г) Возможность приобретения земли для расширения здания станций.

Целью изучения распределительных линии среднего напряжения была подготовка однолинейной схемы и карты трасс в наиболее приоритетной проектной зоне. Исследовательская группа также выполнила детальное изучение ситуации с низковольтными линиями, подключенными к

трансформаторным станциям.

3.5 Идентификация объектов для базового проектирования

Критерии, принятые для определения подлежащих восстановлению объектов для предварительного ТЭО, в основном совпадают с критериями, использованными в Генеральном Планае. Вместе с тем, предпринято более детальное выявление объектов вследствие настойчивых запросов со стороны БАГЭС, с учетом результатов обсуждений с партнерской организацией.

3.5.1 Подход к идентификации объектов для восстановления

Критерии идентификации распределительных объектов для восстановления следующие:

(1) Распределительные линии среднего напряжения

Критерии идентификации распределительных линий СН для восстановления такие же, как и в предварительном ТЭО. Вместе с тем, если требуется восстановление распределительных линий, подключенных к отобраным трансформаторным станциям, такие линии также учитываются. Здесь термин "восстановление" означает "замену" подземных кабелей.

(2) Распределительные устройства среднего напряжения

Для определения оборудования, подлежащего замене, применяются такие же критерии, как и в Разделе 2.3. Вместе с тем, для расширения эффекта проводится также восстановление РУ в тех трансформаторных подстанциях, к которым подходят отобранные подземные кабельные линии. Здесь термин "восстановление" означает "замену" распределительных устройств.

(3) Трансформаторные станции

Трансформаторные станции, подлежащие восстановлению, включают те станции, распределительные устройства среднего напряжения которых должны быть заменены. В работы по восстановлению входит изменение плана компоновки помещений объектов для размещения распределительных устройств вакуумного и элегазового типа, а также переделка въезда для транспортных средств и ремонт здания, включая крышу.

(4) Трансформаторы

Подлежат замене все трансформаторы, установленные на трансформаторных станциях, распределительные устройства которых заменяются. Демонтированные трансформаторы передаются на другие трансформаторные станции после проверки и ремонта в трансформаторной мастерской. На станциях, которые прилегают к соседним зданиям, арендуют помещения, а также на компактных

станциях, будут применяться сухие трансформаторы с литой изоляцией для защиты рядом проживающих жителей от пожаров и выделяющихся при этом ядовитых газов.

(5) Низковольтные распределительные устройства и линии

Полностью заменяются все низковольтные распределительные устройства, установленные на трансформаторных станциях, где заменяются распределительные устройства среднего напряжения. Низковольтные линии, протянутые от низковольтных распределительных устройств, также восстанавливаются, однако объем настоящего плана ограничен поставкой соответствующего оборудования и материалов, и работы по замене низковольтных линий БаГЭС будет проводить своими силами.

3.5.2 Объекты, выявленные для восстановления

(1) Увеличение напряжения с 6 кВ до 10 кВ в центре Баку

В результате оползня, случившегося в г.Баку в марте 2000 г., БаГЭС изолировала трансформаторную станцию в центре города от системы 6 кВ и перешла на систему 10 кВ для продолжения энергоснабжения. Подстанция № 119 Азербэнеджи играет важную роль в энергоснабжении центральной части города, но расположена далеко от центральной части. Исследование также показывает, что кабель серьезно изношен (проложен в начале 1930-х гг.), и часто заменялся вследствие повреждений.

С другой стороны, система 10 кВ обеспечивается сравнительно новой подстанцией № 116 Азербэнеджи у старой крепостной стены, а также подстанцией Патамдар 110 кВ, и имеет достаточную мощность трансформаторов и кабелей. В этой ситуации БаГЭС пожелала модифицировать в систему 10 кВ на постоянной основе ту часть, которая была временно изменена на систему 10 кВ.

Зона, ограниченная старыми крепостными стенами, и окружающая территория характеризуются более высокой плотностью потребления в Сабаильском районе. Пожелание БаГЭС было принято, так как замена на систему 10 кВ на постоянной основе рассматривается как имеющая экономический смысл и позволяющая избежать дублирования инвестиций при повышении спроса в будущем.

Схемы кабельных трасс для этого участка по состоянию на январь 2000 г. и после преобразования в постоянную систему 10 кВ показаны на Рисунке 3.5-1. На Рисунке 3.5-2 показана однолинейная схема системы 10 кВ после повышения напряжения. В Приложениях 3.5-1 и 3.5-2 приведены, соответственно, трансформаторные станции и подземные линии, краткая сводка данных представлена в Таблице 3.5-1.

Таблица 3.5-1 Восстанавливаемые сооружения, связанные с повышением напряжения (1 этап)

Пункт	Существующие	Восстанавливаемые
Распределительные линии		
1. Количество линий	24	23
2. Длина линии	9,8 км	7,0 км
3. Длина кабелей	9,8 км	10,4 км
Трансформаторные станции		
1. Число станций	17	17
2. Количество трансформаторов	25	27
3. Мощность трансформаторов	12,9 МВА	15,9 МВА

(2) Другие планы восстановления и реконструкции

Подземные линии, выявленные для восстановления, разбросаны по всей территории изучения, но отличаются в аспекте системной конфигурации. На основе такого различия были разработаны и представлены в БаГЭС три плана восстановления.

- (а) Изношенные системы на 6 и 10 кВ смешаны в восточной части возле подстанции No.116 (35/10 кВ). На этом участке 10 кВ система охватывает большую часть, а система 6 кВ довольно разбросана. Соответственно, здесь предлагается повышение напряжения до 10 кВ для уменьшенного количества 6 кВ трансформаторов.
- (б) Энергия подается только по системе 6 кВ в северной части и в районе старой крепостной стены. Соответственно, здесь сооружения будут восстанавливаться в соответствии с существующим напряжением.
- (в) За исключением северо-западного участка, в западной части смешаны системы на 6 и 10 кВ, причем здесь установлено относительно новое оборудование. Так как на северо-западном участке применяется только 6 кВ система, тут использован тот же подход, как и пункте (б).

По этим вопросам были проведены совещания с БаГЭС. БаГЭС согласилась с предложениями по пунктам (б) и (в). Что же касается пункта (а), то здесь БаГЭС предпочитает восстановление для сети 6 кВ, так как обусловлено тем, что повышение напряжения до 10 кВ может вызвать нехватку трансформаторной мощности на станции No.116. С согласия БаГЭС исследовательская группа исключила указанный участок из плана по следующим причинам :

- Восстановление в качестве 6 кВ системы требует более высоких затрат, чем план, предложенный исследовательской группой
- Так как кабели, восстанавливаемые по данному плану, смешаны с существующей системой 10 кВ, значение этих кабелей не будет в достаточной степени реализовано при повышении напряжения системы до 10 кВ в будущем

Расположение подземных кабелей и трансформаторных станций, намеченных к восстановлению, показано на Рисунке 3.5-3. На Рисунках 3.5-4 (1) и (2) показаны однолинейные схемы системы после восстановления. Кроме того, основные восстанавливаемые объекты перечислены в Таблице 3.5-2. Подробные сведения об этих трансформаторных станциях и подземных кабелях приведены в Приложениях 3.5-3 и 3.3-4, соответственно.

Таблица 3.5-2 Объекты для восстановления системы 6 кВ (этап II)

Пункт	Существующие	Восстанавливаемые
Распределительные линии		
1. Количество линий	18	19
2. Длина линии	10,2 км	10,4 км
3. Длина кабелей	10,5 км	18,2 км
Трансформаторные станции		
1. Число станций	18	18
2. Количество трансформаторов	27	27
3. Мощность трансформаторов	13,9 МВА	17,0 МВА

3.6 Базовое проектирование

Проектными критериями настоящего плана являются следующие:

- (а) Использование технического уровня БаГЭС
- (б) Учет простоты эксплуатации и технического обслуживания
- (в) Применение проектирования и оборудования, приспособленных к существующим техническим средствам
- (г) Обеспечение высокого уровня безопасности и надежности
- (д) Обеспечение экономической эффективности (использование существующих зданий)
- (е) Создание гибкой распределительной системы, приспособленной для расширения в будущем

3.6.1 Используемые стандарты

Стандарт Международного Электротехнического Комитета (IEC) применяется к техническим спецификациям каждого объекта, например, в части конструктивного исполнения, изготовления, заводских испытаний. Стандартная частота установлена равной 50 Гц при стандартном напряжении 6,0 и 10,0 кВ. Для системы среднего напряжения используется схема с изолированной нейтралью, а для низковольтной системы – с заземленной нейтралью.

3.6.2 Трансформаторные станции и распределительные устройства

В целом, на наземных трансформаторных станциях имеется достаточно места каждом помещении с

оборудованием. Поэтому здесь есть возможность установить новое оборудование, для чего потребуется только изменить существующее расположение перегородок. С другой стороны, на станциях, пристроенных к другим зданиям, обычно имеются сложности с площадями. Для таких станций предусматривается изменить системную конфигурацию. Что же касается встроенных станций, здесь вряд ли возможно расширение помещений. Поэтому для них планируется либо изменить расположение внутренних перегородок или системную конфигурацию.

Ячейки распределительных устройств среднего напряжения состоят из ниже перечисленных следующих щитов. Шинные соединители не будут устанавливаться на трансформаторных станциях, к которым подключена только одна цепь. На станциях с щитами сетевых автоматов будет устанавливаться измерительный трансформатор для обнаружения пробоя на землю.

- Элегазовый автоматический выключатель (для отходящих фидеров)
- Элегазовый выключатель нагрузки (для входящих фидеров)
- Элегазовый выключатель нагрузки (для шинных соединений)
- Элегазовый выключатель нагрузки с плавким предохранителем (для первичной стороны цепи трансформатора)
- Измерительный трансформатор (для обнаружения пробоя на землю)

Спецификации всех распределительных устройств, подлежащих установке в ходе проекта, должны соответствовать требованиям для планируемого использования дистанционного управления диспетчерского центра в будущем.

3.6.3 Организация осуществления проекта

(1) Организационная структура

В результате реорганизации ДИК в мае 1999 г. роль БаГЭС была ограничена эксплуатацией и обслуживанием распределительных объектов 10 кВ, 6 кВ и низкого напряжения. Однако 14 июня 2000 г. был издан указ Президента о реструктуризации сектора распределения электроэнергии путем создания акционерного общества БаГЭС (АО БаГЭС). Указ постановляет объединить ранее разделенные функции и основать организационную структуру, близкую к бывшей БаГЭС (т.е. до реорганизации, упомянутой выше). Соответственно, АО БаГЭС была сформирована со всеми функциями, необходимыми для реализации проекта, рассматриваемого в данном исследовании.

В настоящее время еще имеются некоторые вопросы, нуждающиеся в подтверждении, включая то, как будет создана организационная структура АО БаГЭС с учетом осуществления плана восстановления системы, и каков будет характер распределения ответственности с оператором по распределению электроэнергии, который будет выбран в результате тендера. В настоящее время, при условии, что АО БаГЭС объединяет функции, относящиеся к осуществлению проекта, ниже

приводится организационная структура для выполнения проекта, основанная на прежней структуре (после реорганизации в мае 1999 года).

Таблица 3.6-1 Структура осуществления проекта

Проектный надзор, мониторинг, проверка	БаГЭС – главное управление
Поставка материалов, оборудования	Отдел технического снабжения (БаГЭС)
Дет.проектирование, строительство, монтаж	Специальное СМУ (ДИК)
Эксплуатация, техобслуживание, ремонт	Городские и пригородные сети : БаГЭС

Примечание: Вышеуказанные функции объединены в АО БаГЭС.

(2) Финансирование проекта со стороны БаГЭС

На сегодняшний день план финансирования проекта со стороны БаГЭС отсутствует и в ближайшем будущем не ожидается. Процесс перехода к полномасштабной работе АО БаГЭС только начался и бизнес-план, организационная структура и финансовый план вновь созданной корпорации еще не приняли окончательную форму. Соответственно, вряд ли можно ожидать, что в текущих обстоятельствах БаГЭС может разработать планы выделения своих собственных средств для финансирования данного приоритетного проекта.

(3) Уровень персонала и технологии

Подразделением, непосредственно связанным с осуществлением проекта, является Специальное строительно-монтажное управление Департамента инженерных коммуникаций, которое принадлежало БаГЭС до мая 1999 г. (т.е. энергетическое подразделение в составе ДИК). 125 сотрудников, отвечающих в основном за детальное проектирование и реализацию (строительно-монтажных работ), примут участие в проекте. Кроме того, рабочая группа будет выполнять дополнительную роль, оказывая помощь и поддержку.

БаГЭС имеет достаточный опыт работ по строительству распределительных объектов.

В 1999 г. БаГЭС провела работу по замене 53 км подземных кабелей среднего (29 км) и низкого (24 км) напряжения и 148 трансформаторов. Соответственно, технологический уровень БаГЭС считается приемлемым для органа осуществления проекта.

3.7 План реализации

(1) Подход к строительству

Каждая единица оборудования и материалов, входящая в распределительную сеть БаГЭС, была изготовлена в бывшем Советском Союзе, и БаГЭС не обладает опытом использования оборудования

и материалов западного производства. Ниже перечислены виды оборудования и материалов, которые будут использоваться при реализации данного плана:

Таблица 3.7-1 Оборудование и материалы для распределительной сети

Позиция	Существующие	Применяемые при реконструкции
а) Автоматические выключатели среднего напряжения	маломасляные	Элегазовые автоматические выключатели
б) Для фидеров среднего напряжения	разъединители	Элегазовые выключатели нагрузки
в) Распределительные устройства для трансформаторных цепей	разъединители с предохранителями	Элегазовые выключатели нагрузки с предохранителями
г) Подземные кабели среднего напряжения	кабели в бумажной изоляции с масляной пропиткой	Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с ПВХ-оболочкой
д) Подземные кабели низкого напряжения	кабели в бумажной изоляции с масляной пропиткой	Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с ПВХ-оболочкой

До настоящего момента БаГЭС приобретала оборудование и материалы, выбирала местных подрядчиков путем проведения тендеров для монтажных, регулировочных или кабелескладочных работ, или выполняла такие работы своими силами. Местные подрядчики, так же как и БаГЭС, обладают высоким техническим уровнем и считаются достаточно квалифицированными для реализации данного плана. В то же время, приобретаемое оборудование и материалы для них малознакомы. Поэтому не рекомендуется выполнять работы по реализации данного плана только лишь местными силами.

В данном плане рекомендуется использовать опытного зарубежного подрядчика, который будет нести ответственность за весь комплекс работ на условиях контракта "под ключ", за обеспечение закупки оборудования, соответствующего условиям и требованиям тендерной документации, за правильный монтаж такого оборудования, регулировку, проверку и др. сопутствующие операции.

Что же касается работ по прокладке кабелей среднего и низкого напряжения, то, поскольку они практически не отличаются от ранее выполнявшихся работ, они будут исключены из сферы ответственности зарубежного подрядчика и за них будет отвечать сама БаГЭС. Однако, так как используемые по данному плану кабели также являются новыми для БаГЭС, зарубежный подрядчик организует техническую подготовку для передачи технологии в области кабельных соединений и концевой заделки кабелей.

Принимая во внимание тот факт, что БаГЭС не обладает опытом реализации проектов в рамках иностранной финансовой помощи, потребуется использовать опытного инженерного консультанта. От такого консультанта требуется вести регулярную отчетность перед организацией-финансовым донором о ходе работ, о выявлении и устранении проблем, получении необходимых разрешений, а

также о надзоре за строительством в целом.

(2) Строительная обстановка и некоторые важные моменты

При реализации данного плана следует принять во внимание следующие обстоятельства:

- (а) На целевой территории имеется значительное число жителей, а также множество важных учреждений и организаций, поэтому в таких обстоятельствах необходимо принять все меры, чтобы сократить до минимума длительность отключений и их количество. Для этого крайне важно разработать детальный план реализации работ и заранее провести согласование графиков работ с участием БаГЭС, инженерного консультанта и подрядчиков.
- (б) Считается сложным обеспечить точное согласование моментов замены оборудования зарубежным подрядчиком с кабелеукладочными работами, которые выполняются силами БаГЭС. В данном плане предусматривается проводить работы на трансформаторных станциях и кабелеукладочные работы независимо друг от друга.
- (в) В принципе, подземные кабели прокладываются непосредственно в грунт вдоль тротуаров или дорог. Однако, в целевой зоне имеется значительная концентрация зданий и не так много дорог с достаточным свободным пространством для таких работ.
- (г) При укладке подземных кабелей стандартами предусматривается использовать бетонные плиты или кирпичи для идентификации точек заложения кабелей. Для кабелей СН планируется укладывать бетонные плиты для их защиты, причем для минимизации затрат будут приобретаться небронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Что же касается кабелей низкого напряжения, то поскольку их будет прокладываться очень много, затруднительно укладывать бетонные плиты для их защиты, как это предусмотрено для кабелей СН. Поэтому здесь планируется приобретать кабели, бронированные стальной лентой.
- (д) Следует учесть проблемы, рассмотренные в Разделе 2.11, и принять соответствующие меры.

(3) План надзора за строительством

14 июня 2000 г. был обнародован Указ Президента, являющийся крупным шагом в приватизации деятельности в области энергоснабжения. В результате БаГЭС была преобразована в АО БаГЭС, которое занимается различными видами энергораспределительного бизнеса, в т.ч. планирование, строительство и эксплуатация распределительной сети. До настоящего момента БаГЭС отвечала за разработку и реализацию плана реконструкции и расширения распределительных сооружений, и имеются все основания считать, что БаГЭС обладает достаточными возможностями для ведения

надзора за строительством при реализации данного плана.

Поскольку в настоящее время ведется подготовка к тендеру на передачу функций управления и эксплуатации БаГЭС, еще не ясно, в какой форме будет создана новая управленческая организация, и каким образом Правительство Азербайджана, АО БаГЭС и эта организация будут заниматься аспектами внедрения плана реконструкции распределительной сети. Однако, хотя функции управления и эксплуатации передаются в частные руки, право собственности на технические сооружения распределительной сети остаются в руках азербайджанского правительства. В целях внедрения и использования общественных фондов от международных организаций и иностранных государств требуется точно определить границы разделения ответственности за реализацию плана реконструкции и сформировать эффективную организационную структуру, отвечающую за реализацию. В этом отношении считается уместным, что АО БаГЭС будет продолжать функционировать в качестве ведомства, отвечающего за реализацию плана восстановления и реконструкции распределительной сети даже после передачи управленческих и эксплуатационных функций в частные руки.

Крайне важно, чтобы АО БаГЭС сформировала специальную группу для реализации данного плана и осуществляла надзор за строительством в сотрудничестве с инженерным консультантом. Кроме того, от этой группы требуется взять на себя ответственность за получение различных разрешений, за работы по укладке подземных кабелей, выполняемых азербайджанской стороной, решение вопросов, связанных с государственными властями, оказание содействия зарубежным подрядчикам, а также ведение учета приобретенного оборудования и материалов.

(4) План материально-технического снабжения

Предусматривается, что снабжение оборудованием и материалами по данному плану будет выполняться на основе международных конкурентных торгов. Условия проведения международных конкурентных торгов различаются между странами, к которым относятся правительственные ведомства, предоставляющие финансовую помощь. Что касается подготовки тендерной документации, следует отметить, что требуется обеспечить (i) эффективное использование существующих сооружений, (ii) экономию затрат, и (iii) сокращение сроков работ для обновления оборудования трансформаторных станций. Основные позиции приобретаемого оборудования и материалов представлены в Приложении 3.7-1.

(5) Работы, предпринимаемые партнерской организацией

В плане восстановления и реконструкции распределительной сети имеются следующие виды работ, выполняемых за счет финансовой помощи со стороны иностранных правительств: (i) закупка на международных рынках оборудования и материалов для реализации работ, (ii) транспортировка до

города Баку, (iii) транспортное страхование, (iv) монтаж, регулировка и тестирование трансформаторных объектов, (v) новое строительство, ремонт и реконструкция зданий трансформаторных станций, и (vi) страхование работ, исключая кабельные линии. В эти работы также входят пункты, требующие местную закупку материалов. С другой стороны, работы, проводимые азербайджанской стороной состоят из укладки подземных кабелей среднего и низкого напряжения, и складской контроль и учет поставляемых материалов и оборудования.

(6) График реализации

Предусматривается реализовать данный план в два этапа. На первом этапе планируются восстановительные работы в форме замены временных сооружений на 10 кВ в районе старой крепостной стены на постоянные. На втором этапе – восстановление и реконструкция остальных участков.

(7) Сметная стоимость проекта

Предполагается, что проект реализуется за счет финансовой помощи со стороны иностранных правительств. Общая сметная стоимость проекта определена в размере около 14,96 млн.US\$. Ниже приведена разбивка проектных затрат, которые должны быть покрыты как странами-донорами, так и Азербайджаном :

(a) Работы, финансируемые зарубежными странами-донорами (млн.US\$)

Категория	Этап I	Этап II	Всего
(1) Оборудование и материалы	4,81	5,24	10,05
(2) Строительные работы	1,18	1,34	2,52
(3) Детальный проект и надзор за строит-вом	0,84	0,66	1,50
Итого	6,83	7,24	14,07

(б) Работы, финансируемые азербайджанской стороной (млн.US\$)

Категория	Этап I	Этап II	Всего
Кабелеукладочные работы	0,39	0,49	0,88

(в) Условия разработки сметы

- (i) Базовый год и месяц : август 2000 г.
- (ii) Обменный курс : 1 US\$ = 4456 манат = 105,5 йен
- (iii) Период строительства : В два этапа по предварительному графику на Рисунке 3.7-1

3.8 Эффект от реализации проекта и рекомендация

(1) Эффект от реализации Проекта

Целевым участком данного плана является центр города Баку, с самой высокой плотностью

потребности в электроэнергии, где была внедрена первая электrorаспределительная сеть Азербайджана. Распределительные сооружения сильно устарели и обветшали, 55% всех 6 кВ подземных кабелей были уложены до 1960 г. В последнее время наблюдается значительный рост перебоев в энергоснабжении в связи с авариями на распределительных сооружениях, причем 84% перебоев обусловлены авариями на кабелях. В текущей ситуации, если не будет реализован план восстановления и реконструкции распределительной сети, возможности обеспечения электроэнергией резко упадут, что вызовет снижение уровня жизни населения и другие социальные проблемы.

Предварительные оценки показывают, что на территории республики проживает порядка 9 млн. человек. Кроме того, в целевой проектной зоне имеется множество учреждений центральных и областных властей, представительства международных организаций, иностранных государств, общественные здания, магазины, офисы частных компаний, которые вызывают приток жителей из других районов города для работы в этих учреждениях и т.д. Этим жителей можно также рассматривать как группу, которая получит прямые выгоды от организации стабильного энергоснабжения в ходе данного проекта.

Реализация данного проекта восстановления и реконструкции позволит обеспечить социально-экономическую стабильность жизни местного населения и даже снизить уровень технических потерь за счет строительства двухцепной системы, модернизации кабелей и унификации их типоразмеров с использованием более крупных сечений.

(2) Рекомендация

Поскольку распределительные сооружения на целевом участке чрезвычайно устарели, БаГЭС настаивает на срочной реализации плана восстановления. Помимо выше упомянутых групп, получающих прямую выгоду от проекта, можно также считать, что все население страны получит косвенные выгоды за счет реализации проекта вследствие того, что здесь имеется большое число учреждений и общественных сооружений, которые функционируют как центр политики, экономики и культуры Азербайджана. Таким образом, данный проект предоставляет значительные положительные эффекты и является обоснованным.

Что касается эксплуатации и технического обслуживания распределительных сооружений после завершения проекта, то поскольку БаГЭС обладает длительным опытом такой работы в городе Баку, не ожидается каких-либо проблем в этом отношении. Таким образом, здесь рекомендуется приступить к срочной реализации данного проекта.