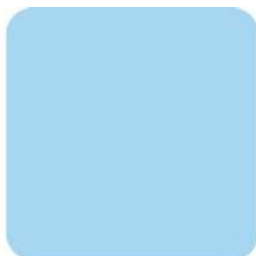
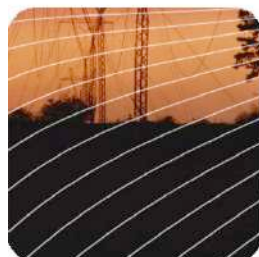


20
17



FINANCIAL MANAGEMENT · ENTERPRISE RESTRUCTURING · INVESTMENT PLANNING

Таджикистан ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ |
УЛУЧШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕКТОРА

• SUBMITTED BY:



• IN ASSOCIATION WITH:





КОНТРОЛЬНЫЙ ЛИСТ ПРОВЕРКИ ДОКУМЕНТА

Название проекта: Региональный проект по передаче электроэнергии – Улучшение операционной деятельности сектора

№ Контракта: Грант АБР №: 0213-TAJ

Наименование документа: Генеральный план развития энергетического сектора -
Заключительный отчёт

Предыстория документа:

Версия	Дата	Подготовлен	Проверен	Одобен
1.0	Июнь 2015 г.	А. Кариас / Г. Лиан / Амал Мани		
1.1	Июль 2016 г.	А. Кариас / Г. Лиан / Амал Мани		
1.2	Февраль 2017 г.	А. Кариас / Г. Лиан / Амал Мани		



СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ	12
ES КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ	14
ES.1 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР В ТАДЖИКИСТАНЕ	14
ES.2 ПРЕДЛОЖЕНИЕ И СПРОС НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ	16
ES.3 ПАРАМЕТРЫ И КРИТЕРИИ ПЛАНИРОВАНИЯ	19
ES.3.1 Общие и экономические параметры	19
ES.3.2 Выработка	20
ES.3.3 Прогнозирование цен на топливо	20
ES.3.4 Передача	20
ES.3.5 Будущие межсистемные перетоки в регионе	21
ES.4 РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАБОТКИ	21
ES.4.1 Гидроэнергетический потенциал	22
ES.4.2 Тепловая генерация	23
ES.4.3 Негидроэнергетические возобновляемые источники энергии	24
ES.5 ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ	24
ES.6 ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ	31
ES.7 ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ И ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН	37
1. ВВЕДЕНИЕ	40
1.1 ПРЕДЫСТОРИЯ	40
1.2 ЦЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА	41
1.3 СБОР ИНФОРМАЦИИ	42
1.4 СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА	42
1.4.1 Основные разделы отчета	42
1.4.2 Объем работ	44
2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР ТАДЖИКИСТАНА	46
2.1 ВВЕДЕНИЕ	46
2.2 НОРМАТИВНАЯ И ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ БАЗА	46
2.2.1 Общие вопросы	47
2.2.2 Закон РТ «Об энергетике»	47
2.2.3 Закон РТ «Об энергосбережении и энергоэффективности»	48
2.2.4 Закон РТ «О приватизации государственного имущества»	48
2.2.5 Налоговый кодекс Республики Таджикистан	48
2.2.6 Другие законы и аспекты	48
2.2.7 ОАХК «Барки Точик»	48
2.2.8 Памир Энерджи	49
2.3 ОБЗОР ПОСТАВОК	49
2.3.1 Поставки ОАХК «Барки Точик»	49
2.3.2 Поставки Памир Энерджи	52
2.4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ СОГЛАШЕНИЯ О ЗАКУПКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С СОСЕДНИМИ СТРАНАМИ	54
2.4.1 Соглашение о закупке электроэнергии от 2008 года	54
2.4.2 Соглашение о закупке электроэнергии от 2009 года	55
2.4.3 СЗЭ с Республикой Кыргызстан	55
2.5 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕКУЩЕГО СПРОСА И СПРОСА ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ	55
2.5.1 Потери	58
2.6 НЕУДОВЛЕТВОРЁННЫЙ СПРОС	59
2.7 ТАЛКО	60
2.8 ПИКОВАЯ НАГРУЗКА	60
2.9 ПЕРЕДАЧА	61
2.9.1 Существующие системы передачи ОАХК «Барки Точик»	61



2.9.2	Межгосударственные перетоки.....	61
2.9.3	Подтвержденные линии электропередач ОАХК «Барки Точик».....	62
2.9.4	Памир Энерджи.....	63
3.	ПРЕДЛОЖЕНИЕ И СПРОС НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ	65
3.1	ВВЕДЕНИЕ	65
3.2	ПОДХОД.....	65
3.3	ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СПРОСА ОСНОВНОЙ СЕТИ БЕЗ УЧЕТА МЕР ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ	67
3.3.1	Среднее или базовое прогнозирование спроса	67
3.3.2	Прогнозы высокого и низкого спроса.....	70
3.4	ПРОГНОЗ СПРОСА ПО ГОРНО-БАДАХШАНСКОЙ АВТОНОМНОЙ ОБЛАСТИ.....	72
3.5	КРИВЫЕ НАГРУЗКИ И ЕЖЕМЕСЯЧНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ.....	73
3.6	СПРОС С УЧЕТОМ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ГАРАНТИРОВАННОГО ЭКСПОРТА	75
3.7	СИТУАЦИЯ С КРАТКОСРОЧНЫМ СПРОСОМ И ПРЕДЛОЖЕНИЕМ.....	77
4.	ПАРАМЕТРЫ И КРИТЕРИИ ПЛАНИРОВАНИЯ.....	81
4.1	ВВЕДЕНИЕ	81
4.2	ОБЩИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ	81
4.2.1	Соблюдение интересов всей страны.....	81
4.2.2	Период планирования	82
4.2.3	Затраты и данные о текущей стоимости.....	82
4.2.4	Эскалация.....	82
4.2.5	Валюта.....	82
4.2.6	Учётные ставки	82
4.2.7	Курс обмена иностранной валюты	82
4.2.8	Страхование и временная замена.....	82
4.2.9	Стоимость ожидаемого дефицита энергии.....	82
4.2.10	Стоимость потерь	83
4.2.11	Налоги и пошлины	83
4.2.12	Проценты за время строительства (ПВС)	83
4.2.13	Тарифы экспорта/импорта.....	83
4.2.14	Цена избыточной э/энергии	84
4.3	ВЫРАБОТКА.....	84
4.3.1	Гидрологические условия	84
4.3.2	Реконструкция / Выбытие существующих генерирующих мощностей.....	84
4.3.3	Критерии надежности	84
4.3.4	Критерии выбросов в атмосферу	85
4.3.5	Ресурсы кандидатов выработки.....	86
4.3.6	Программное обеспечение планирования выработки	87
4.4	ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЦЕН НА ТОПЛИВО	88
4.4.1	Ситуация с топливом в Таджикистане	88
4.4.2	Основные предположения и наличие местных видов топлива	88
4.4.3	Прогнозирование сырой нефти.....	89
4.4.4	Прогнозирование цен на природный газ.....	90
4.4.5	Прогнозирование цен на уголь.....	91
4.4.6	Теплосодержание топлива и цена за единицу энергии.....	92
4.5	ПРИМЕНИМЫЕ НАЛОГИ ДЛЯ ФИНАНСОВОГО АНАЛИЗА	93
4.6	ПЕРЕДАЧА	93
4.6.1	Область и горизонт планирования.....	94
4.6.2	Технические критерии	94
4.6.3	Капитальные затраты и экономические критерии.....	95
4.7	БУДУЩИЕ ПЕРЕТОКИ В РЕГИОНЕ	95
5.	РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАБОТКИ	97
5.1	ВВЕДЕНИЕ	97



5.2	ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ	97
5.2.1	Возможная к постройке Рогунская ГЭС	99
5.2.2	ГЭС-кандидаты с отчетом ТЭО и отчетом предварительного ТЭО	102
5.2.3	ГЭС-кандидаты без отчета ТЭО или отчета предварительного ТЭО	105
5.3	ВЫРАБОТКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЯ	105
5.4	ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА	108
5.5	ВЫРАБОТКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАЗУТА	109
5.6	ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	110
5.6.1	Ветровая	110
5.6.2	Солнечная энергия	112
5.6.3	Геотермическая и биомасса	114
5.7	ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ	114
5.8	ИМПОРТ	115
5.8.1	Импорт электроэнергии напрямую из Узбекистана	115
5.8.2	Импорт электроэнергии из Туркменистана через Узбекистан	115
5.8.3	Импорт электроэнергии из Туркменистана через Афганистан	115
5.9	ДРУГИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ	116
5.10	ПРОВЕРКА РЕСУРСОВ ТЕПЛОГЕНЕРАЦИИ	116
5.10.1	Стоимость технологий генерации	116
5.10.2	Выбор кандидатов по тепловому расширению	119
6.	ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ	121
6.1	ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ	121
6.2	ФОРМУЛИРОВКА СЦЕНАРИЕВ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ	121
6.3	ОЦЕНКА СФОРМУЛИРОВАННЫХ СЦЕНАРИЕВ РАСШИРЕНИЯ	122
6.4	АНАЛИЗ ВАРИАНТА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ 1 - ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ БЕЗ РОГУНСКОЙ ГЭС	123
6.4.1	Обзор изученных сценариев расширения	124
6.4.2	Сравнение выбранных сценариев расширения	125
6.4.3	Преимущества программ ЭЭ	126
6.4.4	Расширение импортом	126
6.4.5	Анализ чувствительности	127
6.4.6	Графические Результаты сценария без Рогунской ГЭС	130
6.5	АНАЛИЗ ВАРИАНТА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ 2 - ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ С РОГУНСКОЙ ГЭС	131
6.5.1	Обзор результатов исследования	131
6.5.2	Преимущества/Затраты Рогунской ГЭС	131
6.5.3	Расширение импортом	132
6.5.4	Анализ чувствительности	133
6.5.5	Графические результаты сценария с Рогунской ГЭС	135
6.6	АНАЛИЗ ВАРИАНТА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ 3 - ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ С УЧЁТОМ РАННЕГО ввода Рогунской ГЭС	136
6.6.1	Обзор результатов исследования	136
6.6.2	Выгоды/Затраты раннего ввода Рогунской ГЭС	137
6.6.3	Анализ чувствительности	137
6.6.4	Графические результаты сценария с ранним вводом Рогунской ГЭС	139
6.7	ВЫБОР ПЛАНОВ С НАИМЕНЬШИМИ ИЗДЕРЖКАМИ	141
6.8	АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ВЫБРАННЫХ ПЛАНОВ С НАИМЕНЬШИМИ ИЗДЕРЖКАМИ	141
6.8.1	Прогнозирование спроса	141
6.8.2	Капитальная стоимость электростанций	142
6.8.3	Цена на топливо	142
6.8.4	Учётная ставка	142
6.8.5	Тариф на экспортируемую электроэнергию	143
6.9	РЕЗЮМЕ	143
7.	ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ВЫБРАННЫХ СЦЕНАРИЕВ	181



7.1	ВВЕДЕНИЕ	181
7.2	ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЮ.....	181
7.2.1	CASA 1000.....	182
7.2.2	Прочие экспорты.....	182
7.3	ДАННЫЕ СЕТИ И РЕЛЕВАНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	183
7.3.1	Базисный поток электроэнергии	183
7.4	АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ	183
7.4.1	Моделирование сети 2014 г.....	184
7.4.2	N-0 (целостность системы).....	184
7.4.3	Линии электропередач.....	185
7.4.4	Анализ последствий аварий N-1.....	186
7.5	ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ «БЕЗ» РОГУНСКОЙ ГЭС	187
7.5.1	Модернизации линий.....	190
7.5.2	Линии электропередач.....	191
7.5.3	Новые трансформаторы.....	192
7.5.4	Дополнения конденсаторов.....	193
7.6	ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ «С» РОГУНСКОЙ ГЭС	194
7.6.1	Модернизации линий.....	197
7.6.2	Линии электропередач.....	198
7.6.3	Новые трансформаторы.....	199
7.6.4	Дополнения конденсаторов.....	200
7.7	ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ С УЧЕТОМ РАННЕЙ ВЫРАБОТКИ РОГУНСКОЙ ГЭС	202
7.7.1	Модернизации линий.....	204
7.7.2	Линии электропередач.....	204
7.7.3	Новые трансформаторы.....	206
7.7.4	Дополнения конденсаторов.....	207
7.8	СРАВНЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПЕРЕДАЧИ.....	208
7.8.1	Линия Душанбе-Сангтуда 500 и Рогун-Сангтуда 500 кВ.....	208
7.8.2	Потери	209
7.9	СТОИМОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ СЕТИ.....	210
7.9.1	Себестоимость единицы линий электропередачи	211
7.9.2	Стоимость прироста сети для увеличения выработки с Рогунской ГЭС и без Рогунской ГЭС	212
8.	ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ И ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН	214
8.1	ОБЩИЕ ВОПРОСЫ	214
8.2	СУММАРНЫЕ ЗАТРАТЫ ПЛАНОВ РАСШИРЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.....	214
8.3	ПОДХОД И ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПЛАНОВ.....	215
8.4	ПОТРЕБНОСТИ В ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНВЕСТИЦИЯХ ВЫБРАННЫХ ПЛАНОВ РАСШИРЕНИЯ.....	215
8.4.1	План «без» Рогунской ГЭС.....	215
8.4.2	План «с» Рогунской ГЭС	216
8.4.3	План с ранним вводом Рогунской ГЭС	216
8.5	ФИНАНСОВАЯ ПОТРЕБНОСТЬ ВЫБРАННЫХ ПЛАНОВ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ И ПЕРЕДАЧИ	216
8.5.1	План «без» Рогунской ГЭС.....	217
8.5.2	План «с» Рогунской ГЭС	217
8.5.3	План с ранним вводом Рогунской ГЭС	217
8.6	СРАВНЕНИЕ ИЗДЕРЖЕК ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	218
8.7	ПРОГРАММА ОСНОВНЫХ РАБОТ	218
9.	ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	245

Том 2 содержит следующие приложения:

ПРИЛОЖЕНИЕ А - СПИСОК СОБРАННЫХ ДАННЫХ



ПРИЛОЖЕНИЕ В - МОЩНОСТЬ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В 1 - Эксплуатация Вахшского Каскада ГЭС для выработки электроэнергии

В 2 - Эксплуатация Кайраккумского Каскада ГЭС для выработки электроэнергии

В 3 - Энергетические исследования выявленных потенциальных гидроэлектрических дополнений в энергетику Таджикистана

ПРИЛОЖЕНИЕ С - РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ГЕНЕРАЦИИ

ПРИЛОЖЕНИЕ D - ДЕТАЛЬНЫЙ ГРАФИК ДОБАВЛЕНИЯ И СПИСАНИЯ И ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ СИСТЕМЫ С РАЗБИВКОЙ ПО СЦЕНАРИЯМ

D 1 - Вариант расширения 1 - Без Рогунской ГЭС

D 2 - Вариант расширения 2 - С Рогунской ГЭС

D3 - Вариант расширения 3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Е - ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ

Список таблиц

Таблица ES- 1: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт).....	17
Таблица ES- 2: Ожидаемые темпы роста по основной энергосистеме	18
Таблица ES- 3: Мощность и стоимость гидроэнергетических проектов с исследованиями	23
Таблица ES- 4: Сравнение последовательности увеличения выработки при вариантах 1 и 2.....	26
Таблица ES- 5: Общая стоимость системы.....	37
Таблица ES- 6: Потребность в капитале	37
Таблица 2-1: Выбатывающие электростанции в системе выработки электроэнергии БТ	49
Таблица 2-2: Мощность электростанций после реконструкции.....	51
Таблица 2-3: Выработка э/энергии в энергосети БТ с 2002 до 2012 гг. (ГВтч).....	51
Таблица 2-4: Имеющиеся выбатывающие электростанции Памир Энерджи	54
Таблица 2-5: Потребление по категории потребителей.....	57
Таблица 2-6: Потери в системе БТ за прошедшие периоды	59
Таблица 2-7: Распределение объёмов недоотпущенной электрической энергии по регионам и категориям потребителей	59
Таблица 2-8: Перечень подтвержденных линий электропередач.....	62
Таблица 3-1: Уровень роста ВВП.....	66
Таблица 3-2: Предполагаемое повышение тарифов	66
Таблица 3-3: Эластичность по доходам и ценам.....	66
Таблица 3-4: Предполагаемый уровень потерь.....	67
Таблица 3-5: Потребление Талко с учётом мер по повышению энергоэффективности	67
Таблица 3-6: Прогноз по основной энергетической системе по категориям потребителей (ГВтч)	68
Таблица 3-7: Прогнозирование основной энергосистемы, с учётом Талко, сосредоточенных нагрузок и потерь	69
Таблица 3-8: Прогнозирование быстрорастущего спроса основной энергосистемы	71
Таблица 3-9: Прогнозирование низкорастущего спроса основной энергосистемы	71
Таблица 3-10: Сравнение энергетических прогнозов по основной энергосистеме (ГВтч)	72
Таблица 3-11: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт).....	72
Таблица 3-12: Сводная информация по потребности ГБАО в электроэнергии (ГВтч).....	73
Таблица 3-13: Энергия и мощность с разбивкой по месяцам.....	75
Таблица 3-14: Прогнозы по основной энергосистеме с учетом энергоэффективности и гарантированного экспорта	76
Таблица 3-15: Энергетический баланс при твердых гидрологических условиях.....	80
Таблица 3-16: Энергетический баланс при средних гидрологических условиях	80



Таблица 4-1: Характеристики станций-кандидатов – Срок эксплуатации и отключения	87
Таблица 4-2: Полная стоимость выработки единицы энергии	93
Таблица 5-1: Среднемесячная и гарантированная электроэнергия Рогунской ГЭС	99
Таблица 5-2: Капитальные расходы	100
Таблица 5-3: Капитальные расходы для ранней выработки Рогунской ГЭС	102
Таблица 5-4: Мощность гидроэнергетических проектов с исследованиями	102
Таблица 5-5: Срок подготовки проекта и капитальные затраты проекта с исследованиями.....	104
Таблица 5-6: Среднемесячные и гарантированные объёмы электроэнергии, вырабатываемые на Шурабской ГЭС	104
Таблица 5-7: Капитальные расходы Шурабской ГЭС.....	105
Таблица 5-8: Основные запасы угля.....	106
Таблица 5-9: Технологии выработки энергии с использованием угля.....	107
Таблица 5-10: Технологии выработки с использованием природного газа.....	108
Таблица 5-11: Технологии выработки с использованием нефтяного топлива.....	110
Таблица 5-12: Технологии ветровой энергии.....	112
Таблица 5-13: Технологии солнечной энергии.....	113
Таблица 5-14: Потенциальная экономия э/энергии в связи с повышением энергоэффективности	114
Таблица 6-1: Последовательность добавления генерации - Вариант Расширения 1.....	148
Таблица 6-2: Общие затраты генерации - Вариант Расширения 1.....	149
Таблица 6-3: Сравнение сценариев - Вариант Расширения 1	150
Таблица 6-4: Последовательность добавления генерации - Без программ энергоэффективности	151
Таблица 6-5: Сравнение сценариев - Без программ энергоэффективности.....	152
Таблица 6-6: Выгоды от программ энергоэффективности - Сравнение затрат с учётом и без учёта программ энергоэффективности	153
Таблица 6-7: Результаты исследования чувствительности - Последовательности расширения для прогнозов низкой и высокой нагрузки - Вариант Расширения 1	154
Таблица 6-8: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - Вариант Расширения 1.....	155
Таблица 6-9: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - Вариант Расширения 1	155
Таблица 6-10: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - Вариант Расширения 1	155
Таблица 6-11: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - Вариант Расширения 1	155
Таблица 6-12: Последовательность добавления генерации - Вариант Расширения 2.....	157
Таблица 6-13: Сравнение стоимости сценариев - Вариант Расширения 2	159
Таблица 6-14: Преимущества/Затраты Рогунской ГЭС.....	160
Таблица 6-15: Результаты исследования чувствительности - Последовательности расширения для прогнозов низкой и высокой нагрузки - Вариант Расширения 2	161
Таблица 6-16: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - Вариант Расширения 2.....	162
Таблица 6-17: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - Вариант Расширения 2	162
Таблица 6-18: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - Вариант Расширения 2.....	162
Таблица 6-19: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - Вариант Расширения 2.....	163
Таблица 6-20: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальных расходах - Вариант Расширения 2	163
Таблица 6-21: Последовательность добавления генерации: С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС - Вариант Расширения 2	164
Таблица 6-22: Сравнение стоимости сценариев: С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС - Вариант Расширения 3.....	165
Таблица 6-23: Выгоды/Затраты раннего ввода Рогунской ГЭС.....	166
Таблица 6-24: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - Вариант Расширения 3.....	167



Таблица 6-25: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - Вариант Расширения 3	167
Таблица 6-26: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - Вариант Расширения 3	167
Таблица 6-27: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - Вариант Расширения 3	168
Таблица 6-28: Результаты исследования чувствительности - Добавление Шурабской ГЭС - Вариант Расширения 3	168
Таблица 6-29: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - План с наименьшими издержками	168
Таблица 6-30: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - План с наименьшими издержками	169
Таблица 6-31: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - План с наименьшими издержками	169
Таблица 6-32: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - План с наименьшими издержками	169
Таблица 6-33: Результаты исследования чувствительности - Изменения в экспортном тарифе - План с наименьшими издержками	170
Таблица 6-34: Сравнение последовательности увеличения выработки при Варианте 2 и Варианте 3	171
Таблица 7-1: Конденсаторы в северной части страны	184
Таблица 7-2: Конденсаторы в южной части страны	185
Таблица 7-3: Перегруженные линии 220 кВ (целостность системы)	185
Таблица 7-4: Перегруженные линии 110 кВ (целостность системы)	185
Таблица 7-5: Список рекомендуемых дополнительных трансформаторов	187
Таблица 7-6: Список линий, которые необходимо модернизировать	190
Таблица 7-7: Список линий для поддержки нагрузки и выработки	191
Таблица 7-8: Список новых трансформаторов, обслуживающих нагрузку	192
Таблица 7-9: Список конденсаторов, поддерживающих напряжение	193
Таблица 7-10: Список линий, которые необходимо модернизировать	197
Таблица 7-11: Список линий для поддержки нагрузки и выработки	198
Таблица 7-12: Список новых трансформаторов, обслуживающих нагрузку	200
Таблица 7-13: Список конденсаторов, поддерживающих напряжение	201
Таблица 7-14: Список линий, которые необходимо модернизировать	204
Таблица 7-15: Список линий для поддержки нагрузки и выработки	204
Таблица 7-16: Список новых трансформаторов, обслуживающих нагрузку	206
Таблица 7-17: Список конденсаторов, поддерживающих напряжение	207
Таблица 7-18: Потери передачи (МВт)	210
Таблица 7-19: Объёмы потерь при передаче	210
Таблица 7-20: Стандартные коэффициенты затрат для новой линии электропередач	211
Таблица 7-21: Удельные издержки линий электропередач	211
Таблица 7-22: Приблизительная стоимость оборудования подстанции	211
Таблица 7-23: Стоимость трансформатора	212
Таблица 7-24: Обзор затрат передачи	213
Таблица 8-1: Общая стоимость системы	214
Таблица 8-2: Экономические потребности в инвестициях - План расширения без Рогунской ГЭС	220
Таблица 8-3: Экономические потребности в инвестициях - План расширения с Рогунской ГЭС	224
Таблица 8-4: Экономические потребности в инвестициях - План расширения с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	228
Таблица 8-5: Финансовые потребности в инвестициях - План расширения без Рогунской ГЭС	231
Таблица 8-6: Финансовые потребности в инвестициях - План расширения с Рогунской ГЭС	234
Таблица 8-7: Финансовые потребности в инвестициях - План расширения с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	239

Список рисунков

Рисунок ES- 1: Сравнение прогнозов спроса на электроэнергию по основной энергосистеме....	17
---	----



Рисунок ES- 2: Энергетический баланс за 2015-2018 годы	18
Рисунок ES- 3: Вариант 2, Сценарий 7 - С Рогунской ГЭС, годовая устанавливаемая мощность	28
Рисунок ES- 4: Вариант 2, Сценарий 7 - С Рогунской ГЭС, годовая выработка энергии	29
Рисунок ES- 5: Вариант 3, Сценарий 7 - С ранним вводом Рогунской ГЭС, годовая устанавливаемая мощность.....	29
Рисунок ES- 6: Вариант 3, Сценарий 7 - С ранним вводом Рогунской ГЭС, годовая выработка энергии.....	30
Рисунок ES- 7: Рекомендуемые линии электропередач в Плане расширения без Рогунской ГЭС	34
Рисунок ES- 8: Рекомендуемые линии электропередач в Плане расширения с Рогунской ГЭС	35
Рисунок ES- 9: Рекомендуемые линии электропередач в Плане расширения с ранним вводом Рогунской ГЭС	36
Рисунок ES- 10: Годовая потребность в капитале - экономическая.....	38
Рисунок ES- 11: Годовая потребность в капитале - финансовая	38
Рисунок 2-1: Выработка электроэнергии и чистый импорт за прошедшие периоды	52
Рисунок 2-2: Потребление Согдийской области по категории потребителей	56
Рисунок 2-3: Потребление Хатлонской области по категории потребителей	57
Рисунок 2-4: Потребление РРП по категории потребителей	57
Рисунок 2-5: Потребление Душанбинского региона по категории потребителей	57
Рисунок 2-6: Общее потребление в энергосистеме БТ	58
Рисунок 2-7: Пиковая нагрузка за прошедшие годы	61
Рисунок 2-8: Упрощенная карта передачи	64
Рисунок 3-1: Прогноз по основной энергосистеме с разбивкой по регионам	68
Рисунок 3-2: Пиковая нагрузка по основной энергосистеме	70
Рисунок 3-3: Сравнение прогнозов сценариев роста	72
Рисунок 3-4: Скорректированные месячные ГПН	74
Рисунок 3-5: Сравнение прогнозов с учетом энергоэффективности и гарантированного экспорта	77
Рисунок 3-6: Ежемесячный энергетический баланс с 2015 по 2018 годы	79
Рисунок 4-1: Прогноз цены на сырую нефть	90
Рисунок 4-2: Прогнозирование цен на природный газ.....	91
Рисунок 4-3: Прогнозирование цен на уголь	92
Рисунок 5-1: Карта речной системы.....	98
Рисунок 5-2: Карта ветровых ресурсов.....	111
Рисунок 5-3: Стоимость единицы энергии выбранной генерации в базисном режиме	117
Рисунок 5-4: Общая годовая стоимость выбранной генерации в базисном режиме	117
Рисунок 5-5: Стоимость единицы энергии выбранной выработки пиковой нагрузки.....	118
Рисунок 5-6: Общая годовая стоимость выбранной генерации в базисном режиме	118
Рисунок 5-7: Стоимость единицы энергии выбранной тепловой генерации	119
Рисунок 6-1: Вариант 1, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность	173
Рисунок 6-2: Вариант 1, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии.....	173
Рисунок 6-3: Вариант 1, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность	174
Рисунок 6-4: Вариант 1, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии.....	174
Рисунок 6-5: Вариант 2, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность	175
Рисунок 6-6: Вариант 2, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии.....	175
Рисунок 6-7: Вариант 2, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность	176
Рисунок 6-8: Вариант 2, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии.....	176
Рисунок 6-9: Вариант 3, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность	177



Рисунок 6-10: Вариант 3, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии.....	177
Рисунок 6-11: Вариант 3, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность	178
Рисунок 6-12: Вариант 3, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии.....	178
Рисунок 6-13: Изменения в капитальной стоимости - Планы с наименьшими издержками	179
Рисунок 6-14: Изменения в ценах на топливо - Планы с наименьшими издержками	179
Рисунок 6-15: Изменения в ставке дисконтирования - Планы с наименьшими издержками	180
Рисунок 6-16: Изменения в тарифе на негарантированный экспорт - Планы с наименьшими издержками.....	180
Рисунок 7-1: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для планов без Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.)	189
Рисунок 7-2: Вид новых подстанций 220 кВ и 500 кВ	190
Рисунок 7-3: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана с Рогунской ГЭС.....	196
Рисунок 7-4: Вид новых подстанций 220 кВ и 500 кВ	197
Рисунок 7-5: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС.....	203
Рисунок 7-6: Сеть 500 кВ план без Рогунской ГЭС.....	209
Рисунок 7-7: Сеть 500 кВ план с Рогунской ГЭС.....	209
Рисунок 8-1: Сравнение годовой потребности в капитале - экономической	243
Рисунок 8-2: Сравнение годовой потребности в капитале - финансовой.....	243
Рисунок 8-3: Кумулятивная потребность в капитале – экономическая.....	244
Рисунок 8-4: Кумулятивная потребность в капитале - финансовая	244



СОКРАЩЕНИЯ

АБР	Азиатский банк развития
АМС	Антимонопольная служба
барр.	Баррель
млрд. куб.м	Миллиард кубических метров
СВЭП	Строительство - владение - эксплуатация - передача
БТ	ОАХК «Барки Точик»
ЕЭКЦА	Единое энергетическое кольцо Центральной Азии
ЦАРЭС	Центрально-Азиатское Региональное Экономическое Сотрудничество
CASA	Центральная Азия - Южная Азия
ПГТ	Парогазовая турбина замкнутого цикла
СВДУ	Сокращение выбросов диоксида углерода
ЦКС	Циркулирующий кипящий слой
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
СПГ	Сжатый природный газ
CNPC	Китайская национальная нефтегазовая корпорация
COD	Дата начала коммерческой эксплуатации
СТВ	Суммарная текущая величина
CSCS	Corporate Solutions Consulting Limited
КСЭ	Концентрированная солнечная энергия
ЕБРР	Европейский банк реконструкции и развития
EIA	Управление информации по энергетике США
ЭЭ	Энергетическая эффективность
ГПЭЭ	Генеральный план энергетической эффективности
АООС	Агентство охраны окружающей среды США
ЕРС	Проектирование, снабжение и строительство
ООНЭЭ	Ожидаемые объемы недоотпущенной электрической энергии
ДДГ	Десульфуризация дымовых газов
ВВП	Валовой внутренний продукт
GENSIM	Программное обеспечение для моделирования производства энергии
ПГ	Парниковые газы
ГДж	Гигаджоуль
ПРТ	Правительство Республики Таджикистан
ГТ	Газовая турбина
ГВтч	1 000 МВтч
ТТН	Тяжёлая топливная нефть
ВПС	Высшая теплота сгорания
ГЭС	Гидроэлектростанция
КУ	Котёл-утилизатор



МАГАТЭ	Международное агентство по атомной энергетике
IDC	Проценты за время строительства
IGCC	Комбинированный цикл комплексной газификации
НПЭ	Независимый производитель электроэнергии
кВтч	1 единица электроэнергии или 1000 ватт часов
ГДН	График длительности нагрузки
ГТН	Лёгкая топливная нефть (дизель)
СПГ	Сжиженный природный газ
ВПН	Вероятность потери нагрузки
МДН	Максимальная длительная нагрузка
млн. куб. м	Миллион кубических метров
МЭРТ	Министерство экономического развития и торговли
MHI	Компания Manitoba Hydro International
МЭП	Министерство энергетики и промышленности
МЭВР	Министерство энергетики и водных ресурсов
СОД	Среднеоборотный дизель
МВтч	1000 кВтч
NERC	Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электросистем
ЭиТО	Эксплуатация и техническое обслуживание
ПУ	Пылевидный уголь
ВМН	Вероятный максимум наводнений
СЗЭ	Соглашение на закупку электроэнергии
ГПРЭС	Генеральный план развития энергетического сектора
ФЭ	Фотоэлектрический
русл.	Русловый
РРП	Районы Республиканского Подчинения
РТ	Республика Таджикистан
ГЭК	Государственное Агентство энергетического контроля
ТАЛКО	Таджикская алюминиевая компания (официально ТАДАЗ)
ТЭО	Технико-экономическое обоснование
ТЗ	Техническое задание
ТЭС	Теплоэлектростанция
ТУТАП	Туркменистан, Узбекистан, Таджикистан, Афганистан, Пакистан
ПРООН	Программа развития Организации Объединенных Наций
НДС	Налог на добавленную стоимость
ВБ	Всемирный Банк



ES КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

Компания Corporate Solutions Consulting Limited (CSCL) в ассоциации с компанией Manitoba Hydro International Ltd. (MHI) была нанята Азиатским банком развития (АБР) для разработки Генерального плана развития энергетического сектора (ГПРЭС) Таджикистана. В данном документе представлены анализы и результаты работы по разработке Генплана, подготовкой которого занимаются консультанты проекта из числа специалистов CSCL и MHI. В отчете по генеральному плану представлены параметры, критерии, варианты выработки, а также изложены и проанализированы планы расширения единой энергосистемы для новых дополнительных ресурсов выработки и передачи с учетом увеличения спроса, устаревания существующих вырабатывающих активов и экономической стоимости потенциальных генерирующих ресурсов для удовлетворения растущего спроса.

В ходе работы по определению наиболее приемлемой методологии в обеспечении будущих потребностей Таджикистана в электроэнергии ранее были опубликованы следующие отчеты и полученные в них результаты были включены в эту заключительную версию отчёта ГПРЭС:

- Отчет о начальной стадии проекта
- Отчет о прогнозировании спроса
- Отчет по параметрам планирования и вариантам выработки, опубликованный в августе 2013 г., а также обновленная версия, опубликованная в ноябре 2014 г.
- Отчёт по энергоэффективности и плану содействия
- Генеральный план развития энергетического сектора - проект отчёта, опубликованный в июне 2015 года

ES.1 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР В ТАДЖИКИСТАНЕ

Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (МЭВР) отвечает за весь энергетический сектор Таджикистана, куда входят э/энергетический и нефтегазовый сектора. Также МЭВР несет ответственность за энергетическую политику и разработку стандартов.

В электроэнергетическом секторе Таджикистана доминантную роль занимает ОАХК «Барки Точик» (БТ). Она отвечает за большую часть производства, передачи и распределения электроэнергии. В Горно-Бадахшанской автономной области электроснабжение потребителей осуществляет компания «Памир Энерджи».

Министерство энергетики и водных ресурсов и Министерство экономического развития и торговли (МЭРТ) несут ответственность за многие аспекты энергетического сектора в Таджикистане. Кроме того, и другие министерства и ведомства занимаются решением вопросов, связанных с энергетикой, и сюда входят:

- Комитет по охране окружающей среды
- Министерство финансов
- Государственный комитет по инвестициям и управлению государственным имуществом
- Антимонопольная служба (АМС)
- Агентство по статистике при Президенте Республики Таджикистан
- Государственное агентство по измерениям, стандартизации и сертификации
- Другие институты, связанные со строительством, транспортом и промышленностью.

Регулирование деятельности энергетического сектора входит в обязанности Антимонопольной службы при Правительстве Республики Таджикистан (АМС). АМС отвечает за методологию тарифов, рассмотрение предложений по уровню тарифов, качество обслуживания, жалобы потребителей и неконкурентное поведение. МЭВР отвечает за лицензирование, утверждение инвестиционных планов, а также технических стандартов и стандартов безопасности. Окончательное утверждение и изменение тарифов для конечных пользователей находится в компетенции Правительства Республики Таджикистан.



БТ предоставляет свой бюджет и планы на утверждение в Министерство финансов и МЭРТ.

Развитие энергетического сектора Республики Таджикистан регулируется следующими законами и правовыми актами:

- Конституция Республики Таджикистан
- Закон РТ «Об энергетике»
- Закон РТ «Об энергосбережении и энергоэффективности»
- Закон РТ «О приватизации государственного имущества»
- Закон РТ «О лицензировании отдельных видов деятельности»
- Закон РТ «О концессиях»
- Закон РТ «Об использовании возобновляемых источников энергии»
- Закон РТ «О безопасности гидротехнических сооружений»
- Закон РТ «Об охране окружающей среды»
- Налоговый кодекс Республики Таджикистан
- Водный кодекс Республики Таджикистан
- Ряд отраслевых Постановлений Правительства РТ
- Другие нормативно-правовые акты и международные нормы, признанные РТ.

Общая установленная мощность в сети БТ составляет 5 346 МВт. Из них 4 926 МВт (92 %) составляет мощность ГЭС, а оставшаяся часть приходится на три ТЭЦ: Душанбинская ТЭЦ-1, Яванская ТЭЦ и Душанбинская ТЭЦ-2. Однако, в настоящее время свободная мощность составляет только 4 785 МВт. Она, как ожидается, увеличится до 5 269 МВт после проведения реабилитационных работ на гидроэлектростанциях. В течение нескольких последних лет Яванская ТЭЦ не функционировала, а Душанбинская ТЭЦ-1 осуществляет свою деятельность в ограниченном режиме из-за нехватки топлива. На Душанбинской ТЭЦ-1 и Яванской ТЭЦ могут использоваться природный газ или мазут (тяжёлая топливная нефть, ТТН). На Душанбинской ТЭЦ-2 используется уголь.

В среднем, ГЭС могут вырабатывать в общей сложности 19 492 ГВтч электроэнергии в год. Однако выработка э/энергии значительно снижается поздней осенью и в зимний период. Это связано с сокращением гидрологических потоков, что оказывает серьезное влияние на возможность удовлетворения спроса энергосистемой страны.

В 2012 году общее потребление в сети БТ составило 13 627 ГВтч, и широко признается тот факт, что Таджикистан испытывал определенные трудности с нехваткой э/энергии для удовлетворения спроса в период с октября по март месяцы. Недостаточная выработка электроэнергии приводит к снижению нагрузки и необслуженному спросу, что в свою очередь оказывает негативное влияние на развитие бизнес возможностей. В отчёте Всемирного банка по энергетическому кризису в Таджикистане в зимний период, датированном ноябрь 2012 года, говорится, что неудовлетворённый (или «необслуженный») спрос в 2012 году составлял 2 700 ГВтч электроэнергии на уровне потребления, и это значение было использовано в документе по прогнозированию спроса. С учётом потерь при передаче и распределении электроэнергии дефицит электроэнергии на уровне выработки составляет около 3 100 ГВтч в зимний период, по сравнению с общей потребностью в электроэнергии в зимний период, которая составляет 11 200 ГВтч, дефицит составляет примерно 28%.

В настоящее время ОАХК «Барки Точик» имеет два соглашения на закупку электроэнергии (СЗЭ) с Афганистаном и одно с Кыргызстаном на продажу 600 ГВтч электроэнергии в период с мая по сентябрь, которое обновляется на ежегодной основе. Все остальные соглашения о закупке электроэнергии были прекращены. Согласно первому СЗЭ с Афганистаном в год должно предоставляться 1 007 ГВтч электроэнергии, а годовой гарантированный объём электроэнергии в размере 650,8 ГВтч должен предоставляться в период с апреля по октябрь. Во втором СЗЭ не указаны обязательные мощность и энергия. По проекту CASA 1000 практически завершились переговоры о поставке Таджикистаном и Кыргызстаном электроэнергии в Афганистан и



Пакистан в 2021 году. Доля гарантированного экспорта Таджикистана составляет 1 331,5 ГВтч электроэнергии в год, но при наличии э/энергии могут быть экспортированы дополнительные объёмы электроэнергии (до 5 000 ГВтч).

Объединенная энергосистема БТ состоит из линий на трех различных уровнях напряжения: 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ. В настоящее время она включает в себя около 489 км линий 500 кВ, 1 960 км линий 220 кВ и 4 327 км линий 110 кВ. В систему передачи БТ входит три подстанции 500 кВ, 23 подстанции 220 кВ и 154 подстанций 110 кВ. Линии электропередач 500 кВ включают двухцепную линию между Нурекской ГЭС и подстанцией Регар, одноцепную линию между подстанциями Регар и Душанбе, а также одноцепную линию между подстанциями Душанбе и Согд.

Все межгосударственные перетоки между БТ и энергосистемой Узбекистана были отключены. Энергосистема БТ была связана с сетью Узбекистана линиями 500 кВ и 220 кВ.

В настоящее время между энергосистемой Таджикистана и энергосистемами других стран осуществляются только три основных межгосударственных перетока, это:

- Линия электропередач 220 кВ протяженностью 53 км, соединяет подстанцию Канибадам в Таджикистане и подстанцию 220 кВ Айгуль-Таш в Кыргызстане.
- Двухцепная линия электропередач 220 кВ между Сангтудинской ГЭС (Таджикистан) и Пули-Хумри (Афганистан), которая была построена в 2011 году. Она позволит Таджикистану экспортировать до 500 МВт в Афганистан.
- Одноцепная линия электропередач 110 кВ протяжённостью 63 км, которая идёт из Таджикистана в Кундуз, Афганистан.

Для проекта CASA 1000 необходимо будет построить линию электропередач 500 кВ переменного тока из Кыргызстана до подстанции Согд 500 кВ (протяжённостью 477 км), построить линию электропередач 500 кВ переменного тока от подстанции Регар до конвертерной подстанции «Сангтуда» (протяжённостью 115 км), построить две преобразовательные подстанции постоянного тока мощностью 1 300 МВт, одну рядом с Сангтудинской ГЭС-1 и одну возле Пешавара, а также высоковольтную линию электропередач постоянного тока ± 500 кВ от Сангтудинской ГЭС в Пакистан (протяжённостью 800 км).

ES.2 ПРЕДЛОЖЕНИЕ И СПРОС НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Прогнозирование нагрузки является основным элементом планирования работы электроэнергетического предприятия. Цель любого прогноза нагрузки состоит в расчёте наиболее вероятного уровня будущего спроса в качестве основы для планирования поставок электроэнергии. Сюда входят планирование распределяющих и передающих объектов, а также строительство и эксплуатация имеющихся и новых вырабатывающих электростанций.

Методология/подход к прогнозированию спроса, выбранные для подготовки необходимого прогнозирования по отдельной системе, в целом зависят от качества и доступности входных данных. Ввиду отсутствия данных и по причине того, что обычные подходы не могут быть применены непосредственно, в некоторых других исследованиях предлагалось использовать модифицированный подход к подготовке прогноза нагрузки, и команда проекта согласна с этим подходом. Используемый подход основывается на концепции эконометрического моделирования, но без необходимости использования данных за прошедшие периоды.

Будущий годовой рост спроса на электроэнергию был получен путём умножения предполагаемого будущего роста уровня ВВП на его эластичность спроса за определённый год, с корректировкой на возможное снижение потребления в результате повышения тарифов. Влияние последнего эффекта зависит от допущений по эластичности цен. В анализе должен учитываться неудовлетворённый спрос, и с этой целью потребление электроэнергии в базовом году, к которому применяется процентное увеличение, должно увеличиваться на предполагаемое значение недоотпущенной электрической энергии для получения «фактического» спроса.

Прогноз сети БТ был получен в соответствии с описанным выше подходом, и к этому был применен эффект мер по повышению энергоэффективности, что привело к снижению спроса. Кроме того, были добавлены требования СЗЭ для CASA 1000 и существующих СЗЭ для твердого объема



энергии, чтобы получить общий спрос в сети БТ. Чтобы определить устойчивость прогноза базового или среднего роста, консультанты проекта разработали два дополнительных сценария прогнозирования: низкий и высокий. Предполагается, что фактический спрос будет находиться в рамках, предложенных высоким и низким сценариями.

На Рисунок ES- 1 представлено сравнение прогноза спроса на электроэнергию по основной энергосистеме на основе трёх различных сценариев роста. В Таблица ES- 1 представлен прогноз спроса на пиковую мощность по основной энергосистеме по трём различным сценариям роста.

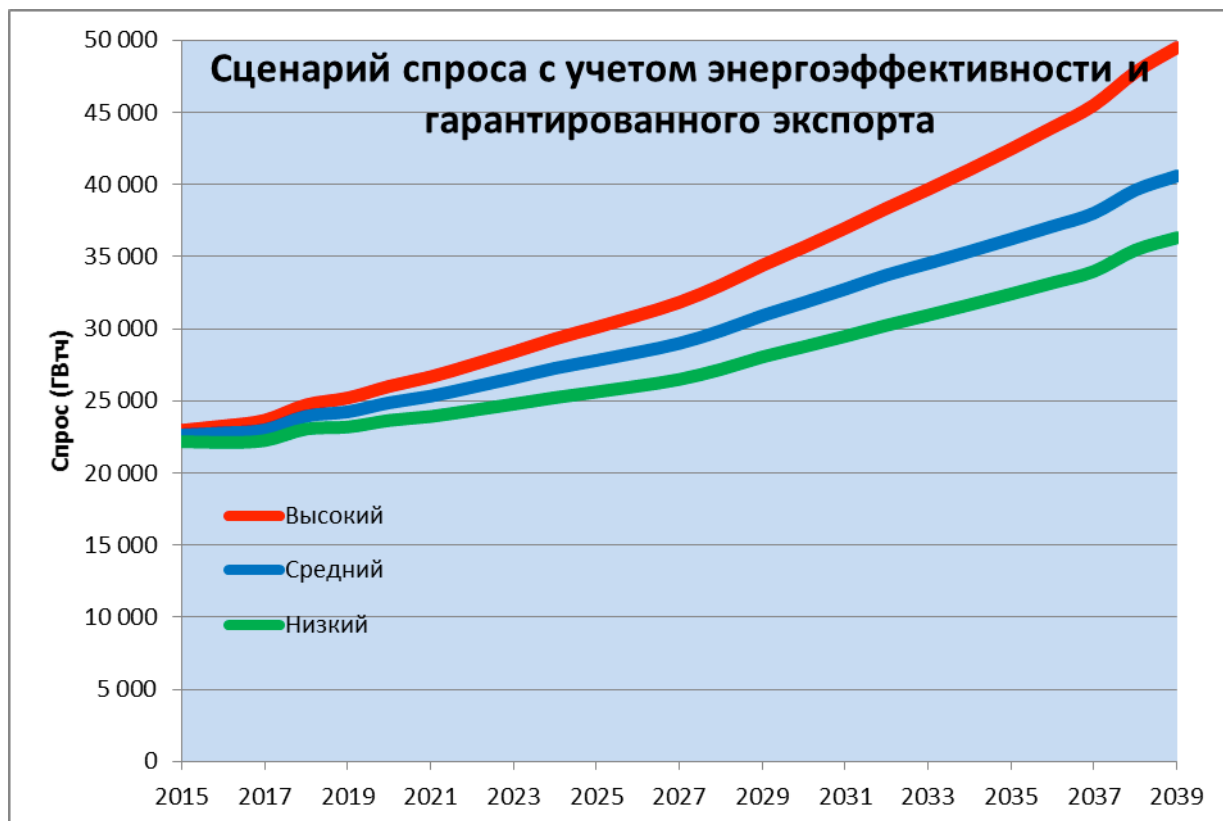


Рисунок ES- 1: Сравнение прогнозов спроса на электроэнергию по основной энергосистеме

Согласно прогнозу среднего роста, ожидается общий рост бытовой нагрузки и гарантированного экспорта на уровне 2,08% за период между 2015-2039 гг. В Таблице ES-2 представлены другие темпы роста энергии за различные периоды времени и при различных сценариях роста.

Таблица ES- 1: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт)

Сценарий роста	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2039 г.
Низкий	4 095	4 261	4 658	5 253	6 659
Средний	4 184	4 494	5 073	5 835	7 473
Высокий	4 243	4 710	5 510	6 566	9 167

Таблица ES- 2: Ожидаемые темпы роста по основной энергосистеме

Сценарий роста	2015-39	2015-25	2020-30	2025-39
Низкий	2,08%	1,45%	1,97%	2,52%
Средний	2,46%	2,07%	2,49%	2,74%
Высокий	3,25%	2,74%	3,20%	3,62%

Исследуя мощность и энергетические балансы или полученный дефицит можно определить степень избытка или дефицита, а также сроки и объемы необходимой новой дополнительной выработки. В связи с тем, что в системе Таджикистана преобладают ГЭС, следовательно, электроэнергия ограничена, энергетический баланс проводится только для электроэнергии, поскольку в этом типе систем обычно существует сверхустановленная мощность.

На основании прогнозирования спроса с учетом проектов энергоэффективности и твердого экспорта и доступного предложения, на ежемесячной основе был проведен энергетический баланс для системы, снабжаемой БТ за период с 2015 по 2018 гг. с использованием гарантированного (вероятность превышения 95%) и среднего объема электроэнергии, вырабатываемой ГЭС. Итоговый энергетический баланс представлен на Рисунок ES- 2.

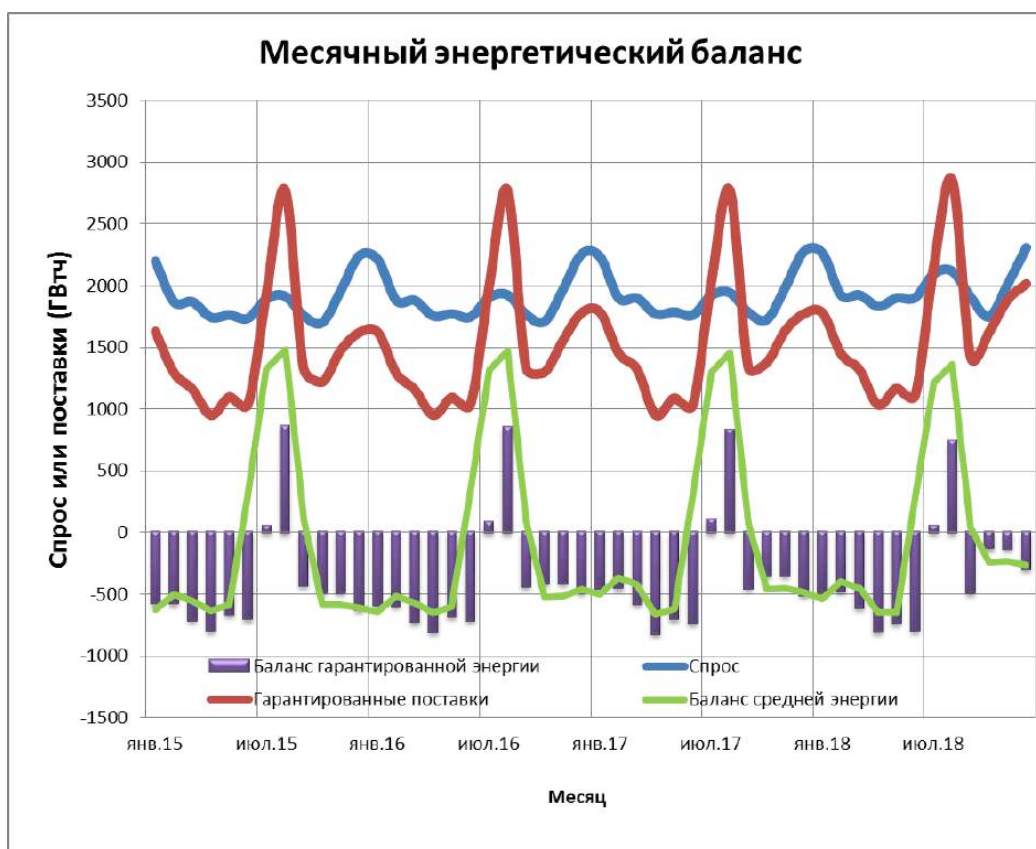


Рисунок ES- 2: Энергетический баланс за 2015-2018 годы

Из Рисунок ES- 2 видно, что система нуждается в дополнительных объемах гарантированной электроэнергии как можно скорее в виде ГЭС или импорта из других систем. Существуют генерирующие мощности, которые могут быть введены в эксплуатацию в довольно короткие сроки (6 месяцев), однако, их стоимость достаточно высока. Считается, что для исключения недоотпущенной электроэнергии, необходимо будет построить новые вырабатывающие мощности порядка 500 МВт или более (в дополнение к генерирующим мощностям, которые уже решено построить и которые находятся ещё только на стадии обсуждения). Так как срок для внедрения



новых мощностей является долгосрочным, система БТ может столкнуться с острой нехваткой электроэнергии в краткосрочной перспективе, если не появятся довольно благоприятные гидрологические условия в зимние месяцы или электроэнергия не будет импортирована из других систем.

ES.3 ПАРАМЕТРЫ И КРИТЕРИИ ПЛАНИРОВАНИЯ

Согласно обычной производственной практике при подготовке Генерального плана энергетического сектора применяется сравнение суммарной текущей стоимости системных затрат по выработке и передаче различных сформулированных альтернатив развития в течение заранее определенного горизонта планирования при определенной учетной ставке. Чтобы беспристрастно выполнить данную работу, необходимо установить набор параметров и критериев планирования до разработки самих альтернатив, что обеспечит наличие у них сопоставимых показателей.

Допущения и критерии, представленные в данном отчете, были разработаны на основе данных полученных из нескольких источников, в том числе из предыдущих отчетов, ведомственных критериев, использованных в предыдущих схожих заданиях и международных передовых практик.

Параметры и критерии были разделены на несколько групп, такие как общие и экономические, выработка, топливо и передача.

ES.3.1 Общие и экономические параметры

Анализ проводился с использованием экономических затрат, а не финансовых затрат. Финансовые затраты должны быть использованы для оценки определённых лучших вариантов дальнейшего развития, когда таковые будут отобраны по некоторым ключевым факторам.

Разработка ГПРЭС была проведена с точки зрения национальных интересов для максимизации результатов в интересах всего Таджикистана. ГПРЭС охватывает всю территорию Таджикистана и учитывает существующие политики и программы.

Ниже представлены основные общеэкономические параметры вместе с информацией, подтверждающей их выбор, которая представлена в разделе 4 данного отчёта:

- Горизонт планирования – ГПРЭС предназначался на период развития в 20 лет, но из-за потенциального воздействия крупного проекта Рогунской ГЭС, система была смоделирована на период с 2015 по 2039 годы. Данный период охватывает время, необходимое для строительства Рогунской ГЭС и заполнения водохранилища.
- Приведённая стоимость и данные - Все затраты выражены в ценах на январь 2015 года. Все расчёты текущей стоимости и дисконта произведены в ценах на январь 2015 года.
- Повышение – Используются реальные затраты, выраженные в уровнях цен на январь 2015 года, за исключением прогнозов на общую инфляцию цен во время планируемого периода.
- Валюта – Все денежные значения выражены в долларах США.
- Учетные ставки – В качестве базовой ставки используется 10% учетная ставка. Исследование также включает учетную ставку в 8% и 12% как часть анализа чувствительности.
- Курс обмена иностранной валюты - Поскольку все затраты выражены в долларах США, обменные курсы иностранной валюты не требуются.
- Страховка и промежуточная замена - Ежегодные расходы, связанные со страхованием и промежуточной заменой, предполагаются в размере 0,25% от общей капитализированной стоимости по каждому из этих компонентов.
- Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной электрической энергии - Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной электрической энергии (ООНЭЭ) установлена на уровне 1 дол. США/кВтч. Стоимость ожидаемого объема недоотпущенной электрической энергии необходимо учитывать, начиная только с 2019 года.
- Налоги и пошлины - Пошлины, сборы, роялти и налоги не включены в это экономическое исследование.



- Процент за время строительства – Влияние периодов строительства различной продолжительности учитывается путем распределения капитала на весь период строительства.
- Тарифы на экспорт - Гарантированный экспорт по проекту CASA установлен на уровне 68,20 дол. США/МВтч, тогда как излишки электроэнергии - на уровне 68,20 дол. США/МВтч.

ES.3.2 Выработка

Гидрологические условия - При анализе надежности системы генерации используются «Сухие» (95% вероятности превышения) гидрологические условия, тогда как при анализе себестоимости используется P50.

Критерии надежности - Для настоящего исследования был использован критерий надежности ВПН в размере 5 дней в год и годовой критерий ООНЭЭ в размере 1%. При этом ежемесячные ООНЭЭ не будут превышать 5%.

Критерии выбросов в атмосферу - В настоящем исследовании будет налагаться штраф в размере 5 дол. США за тонну выбросов, эквивалентных CO₂, и других выбросов, представляющих опасность для общества, в зависимости от способа теплового производства электроэнергии.

Возможные энерговыбатывающие ресурсы - Типы возможных методов расширения генерации, рассмотренные для удовлетворения растущего спроса на период планирования, включают следующие категории:

- Гидроэлектрические. Сюда входят ГЭС с водохранилищами и русловые ГЭС
- Выработка электроэнергии путем сжигания угля, включая ТЭЦ
- Выработка электроэнергии путем сжигания природного газа, включая газовые турбины и парогазовые турбины замкнутого цикла
- Выработка электроэнергии путем сжигания нефтяного топлива, включая дизель, газовые турбины и парогазовые турбины замкнутого цикла
- Возобновляемые источники энергии, включая ветровую, солнечную и геотермальную
- Другие технологии выработки электроэнергии, включая ядерную энергию.

ES.3.3 Прогнозирование цен на топливо

Прогноз цен на топливо будет необходим для вариантов выработки с учетом использования нефтепродуктов, природного газа и угля. Цены на ТТН и природный газ для Таджикистана, вероятно, будут вплотную следовать за международными ценами на сырую нефть и природный газ. По результатам сравнения прогнозов была выбрана цена на сырую нефть в размере 80 дол. США/баррель и цена в размере 10 дол. США /ГДж импортируемого природного газа, включая стоимость доставки.

Для местного угля, используемого на ТЭЦ -2 и электростанциями обычного типа, которые будут находиться в устье главного шахтного ствола, предлагается использовать цену на уровне 45 дол. США/тонна. Для угольных электростанций, расположенных близко к шахте, но на которые всё же необходимо транспортировать уголь, предлагается использовать цену на уровне 55 дол. США/тонна. Эти цены отражают недавние местные цены на уголь, доставляемый на существующие электростанции.

ES.3.4 Передача

Следующие критерии планирования передачи были предложены:

- Область и горизонты исследования – Основная система БТ с горизонтами планирования, включая 2013 г. (исследования для данного года продолжались), 2020 г., 2025 г., 2035 г. и 2039 г.



- Напряжение шин – Оборудование будет запланировано для работы в устойчивом режиме с коэффициентом мощности в диапазоне 0,95-1,05 и после аварии - 0,9-1,1. Насколько нам известно, в настоящее время послеаварийные критерии не удовлетворяются.
- Тепловая нагрузка – меньше 100% номинальных параметров электроустановки. Пределы аварийной загрузки в настоящее время установлены на уровне 110% для линий электропередач и 120% для трансформаторов.
- Вращающийся резерв - Резерв генерации может быть установлен для компенсации самой большой из крупнейших потерь энергии в результате возможных непредвиденных обстоятельств или выхода из строя крупнейшей вырабатывающей единицы. Это может в значительной степени улучшить восстановление системы.
- Резерв реактивной мощности – Реактивной мощности (вар) должно быть достаточно для поддержания работы системы в стабильном состоянии после выхода из строя любого отдельного элемента, вне зависимости от того, случилось это в зимний или летний период.
- Капитальные затраты и экономические критерии – Затраты на транспортировку оборудования были разработаны на основе новейших расходов в Таджикистане для линий электропередач при различных напряжениях и для подстанций. Также предполагается, что ежегодные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание будут равняться 1,5% всех капиталовложений на каждую единицу оборудования.

ES.3.5 Будущие межсистемные перетоки в регионе

В дополнение к существующей линии межсистемных перетоков 220 кВ и 110 кВ с Афганистаном и линии межсистемных перетоков 220 кВ с Кыргызстаном имеются несколько рассматриваемых проектов региональных линий межсистемной связи, которые включают:

- Подсоединение энергосистемы Таджикистана с энергетическими системами Узбекистана и Кыргызстана и становление частью единого энергетического кольца Центральной Азии (ЕЭКЦА).
- Проект CASA-1000, в рамках которого запланировано строительство ЛЭП 500 кВ между Кыргызстаном, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном.
- Строительство линий электропередач 500 кВ Рагун-Пешавар находится на стадии обсуждения.
- Строительство линии электропередачи 500 кВ протяженностью 550 км до Синьцзян-Уйгурской автономной области Китайской Народной Республики
- Объединенная энергосеть Туркменистана, Узбекистана, Таджикистана, Афганистана и Пакистана (ТУТАП) с максимальным годовым экспортом э/энергии из Таджикистана в объеме 4 000 ГВтч.

Предусматриваются две дополнительные линии в Афганистан и Пакистан, на данном этапе будет рассматриваться только одна из них.

ES.4 РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАБОТКИ

Таджикистан обладает огромным количеством гидроэнергетических ресурсов, которые могут быть использованы для выработки э/энергии. В данный момент используется только примерно 4% национального гидроэнергетического потенциала. Таджикистан имеет большие разведанные и проверенные запасы угля, которые могут быть использованы для разработки проектов производства э/энергии при помощи сжигания угля. Как было упомянуто несколькими местными организациями, тепловая генерация могла бы дополнить выработку э/энергии ГЭС и смягчить кризис э/энергии в зимний период.



ES.4.1 Гидроэнергетический потенциал

Страна находится на 8-м месте в мире по гидроэнергетическим ресурсам, которые составляют порядка 527 млрд. кВтч в год. Из них в настоящее время используется только 4%. Несмотря на наличие огромного гидроэнергетического потенциала, оценка потенциала в основном проводилась в период СССР. Некоторые предварительные ТЭО или ТЭО были предоставлены исследовательской группе. Среди них исследование технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта строительства Рогунской ГЭС, технико-экономическое обоснование Шурабской ГЭС, предварительное ТЭО строительства ГЭС на реке Фандарья, технико-экономическое обоснование по ГЭС Санобад, презентации по Нурабаду-1 и Нурабаду-2, технико-экономическое обоснование строительства Нурекской ГЭС 2, исследование Айнинской ГЭС и технико-экономическое обоснование Яванской ГЭС.

В ТЭО Рогунской ГЭС рассматривается 3 высоты плотины, каждая из которых имеет 3 разные установленные мощности. Выбранная высота плотины была 1 290 м над уровнем моря, что эквивалентно высоте плотины в 335 м. Выбранная мощность составила 3 600 МВт, поделенная на 6 агрегатов (6 агрегата по 600 МВт). Согласно ТЭО генерирующие агрегаты должны поэтапно вводиться в эксплуатацию, по два агрегата сразу. При этом первые два агрегата начнут вырабатывать электроэнергию примерно через 73 месяца с момента начала строительства, а два последних агрегата - через 127 месяцев. Строительство плотины должно быть завершено через 163 месяца с начала строительства, и ожидается, что водохранилище будет заполнено примерно через 18 лет после начала строительства.

После того как водохранилище будет полностью заполнено, Рогунская ГЭС сможет вырабатывать в среднем 14 210 ГВтч электроэнергии в год (годовой коэффициент использования установленной мощности близкий к 51%, исходя из данных объёмов выработки и установленной мощности), а система реки Вахш - в объёме 34 173 ГВтч электроэнергии. Соответствующие объёмы гарантированной выработки электроэнергии составят 11 748 ГВтч. Данный показатель по всему каскаду Вахшских ГЭС составит 28 623 ГВтч.

Оценка капитальных затрат проекта не была представлена в рассматриваемой версии исследований ТЭО. Для выбранной альтернативы (1 290 метров над уровнем моря и 3600 МВт) предполагается, что капитальные затраты для завершения строительства Рогунской ГЭС составят порядка 5,5 млрд. долларов США.

В сценариях «без» Рогунской ГЭС должна быть рассмотрена стоимость вывода из эксплуатации существующих объектов Рогунской ГЭС, и в этом случае предполагается стоимость в 200 млн. дол. США. Стоимость работ по обеспечению защиты от вероятного максимума наводнений оценивалась примерно в 1 млрд. дол. США, что рассматривается как дополнительные затраты в сценариях «без» Рогунской ГЭС.

Учитывая вероятный год начала строительства Рогунской ГЭС, периоды строительства и ввод в эксплуатацию её 1 и 2 очереди и период строительства Шурабской ГЭС, указанный в ТЭО (11 лет), было решено Шурабскую ГЭС не учитывать, так как она начнёт работать лишь на очень позднем этапе периода моделирования, и, соответственно, не даст значительных преимуществ в течение оставшегося периода исследования, которые позволят компенсировать её затраты. Тем не менее, она была включена в исследования по расширению генерации с учетом ранней выработки (выработка э/э раньше запланированного срока) Рогунской ГЭС.

Как указано выше, ТЭО были предоставлены и для других гидроэлектростанций. ГЭС Нурабад-1 и Нурабад-2 не рассматривались. В Таблица ES- 3 указана установленная мощность, возможная выработка и капитальные затраты каждого кандидата - гидроэнергетического проекта с ТЭО или предварительным ТЭО.



Таблица ES- 3: Мощность и стоимость гидроэнергетических проектов с исследованиями

Гидроэнергетический проект	Установленная мощность		Годовая энергия		Капитальные затраты (млн. дол. США)
	Кол-во агрегатов	Всего (МВт)	Средняя (ГВтч)	Гарантированная (ГВтч)	
Фондаря	5	182,5	569	475	305,1
Санобад	4	125	1 082	1 053	280,0
Нурек 2 [1]	4	100	579,9	517,9	148,5
Айни	2	160	637	579	304,0
Яван	4	126	451	394	255,5
Шураб	4	862,5	3 213	2 656	1 710

Примечание: [1] Значения энергии представлены за 2022 г.

Следует отметить, что оценка капитальных затрат для проекта Санобад не включает в себя стоимость линии электропередач 220 кВ и связанные с ней подстанции для подключения данного проекта к главной энергосистеме. Кроме того, есть много других потенциально важных проектов-кандидатов, которые могли бы быть разработаны, чтобы составить часть будущего плана развития, и необходимо оценить их потенциал, чтобы определить приоритеты в ходе подготовки подробных технико-экономических обоснований наиболее вероятных вариантов.

А) Выработка э/энергии Рогунской ГЭС ранее запланированного срока (Ранняя выработка Рогунской ГЭС)

Строительные работы на строительной площадке Рогунской ГЭС ведутся в течение нескольких лет, и субъекты, ответственные за реализацию проекта, считают, что ГЭС может начать производить энергию гораздо раньше того срока, который указан в ТЭО. Информированные источники в Таджикистане полагают, что первые два агрегата могут быть запущены в эксплуатацию где-то в середине 2019 года, а два следующих агрегата будут запущены в эксплуатацию в январе 2023 года, тогда как последние два агрегата - в июле 2023 года.

В качестве альтернативы срокам, указанным в ТЭО, было принято решение рассмотреть эти альтернативные сроки ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС, что в данном отчёте будет именоваться как ранняя выработка (ранний ввод) Рогунской ГЭС. В таком случае, ожидается, что минимальный уровень водохранилища будет достигнут через 39 месяцев после ввода в эксплуатацию агрегатов № 5 и № 6. Строительство плотины должно быть завершено через 90 месяцев с начала ввода в эксплуатацию агрегатов № 5 и № 6 (январь 2027 года), а водохранилище будет заполнено примерно через 5 лет после завершения строительства плотины (декабрь 2031 года). Следует отметить, что уже было опубликовано приглашение на участие в тендере на определенные основные единицы оборудования и работ.

Предполагается, что капитальные затраты для завершения строительства Рогунской ГЭС составят порядка 5,5 млрд. дол. США, при этом 1,5 млрд. дол. США будут использованы на агрегаты № 5 и № 6 в период с 2015 года по 2019 год. Другие расходы необходимо будет понести в 2019 году, чтобы продолжить работы по всему проекту. Другие данные и информация аналогичны тем, которые используются в случае, рассматривающем данные ТЭО.

ES.4.2 Тепловая генерация

На основе данных по предыдущим исследованиям в настоящее время имеется, по меньшей мере, три угольные шахты, откуда в ближайшее время можно будет поставлять топливо для выработки электроэнергии: Зидды, Шураб и Фон Ягноб. Общие подтвержденные запасы этих трёх шахт оцениваются приблизительно в 1 020 млн. тонн угля, и они могут обеспечивать углём несколько новых электростанций общей мощностью более 5 000 МВт.



Что касается ГПРЭС, то выбранные кандидаты - электрические станции, работающие на угле, включают ТЭЦ мощностью 50 МВт, ТЭЦ мощностью 150 МВт, ТЭС мощностью 150 МВт и ТЭС мощностью 350 МВт, все с котлами циркулирующего псевдосжиженного слоя ЦПС, так как эта технология подходит к текущим условиям и требованиям системы, а также спросу по системе на период горизонта планирования.

Согласно информации, полученной в МЭВР, потенциальные запасы нефти и газа в Таджикистане составляют примерно 1 034 млн. тонн в нефтяном эквиваленте. Из этой суммы запасы нефти составляют около 118 млн. тонн, а остальная часть приходится на природный газ. В Таджикистане работает несколько компаний, занимающихся разведкой нефтяных и газовых месторождений.

Для производства электрической энергии были разработаны и использованы во всем мире различные технологии с применением газовых турбин, работающих на природном газе или дизельном топливе. Газотурбинные установки простого цикла традиционно используются для пиковых нагрузок, так как их можно довольно быстро и легко запустить. Газовые турбины можно объединить с паровой турбиной для образования установки комбинированного цикла. Для данного исследования, чистая мощность отдельных парогазовых турбин замкнутого цикла составляет 150 МВт и 300 МВт, а чистая мощность газовых турбин - 50 и 100 МВт. В случае с установками мощностью 300 МВт, предполагается наличие двух газотурбинных установок, каждая мощностью по 100 МВт и одна паровая турбина мощностью 100 МВт.

В разделе 5 представлены основные характеристики вариантов тепловой генерации.

ES.4.3 Негидроэнергетические возобновляемые источники энергии

В Таджикистане нет коммерчески-эксплуатируемых ветровых станций, однако, может быть целесообразным применение ветровой энергии в определенных районах в качестве дополнения к основной энергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями.

По-видимому, самыми многообещающими территориями в части ветровой генерации являются Памирские горы к северу от озера Сарез в ГБАО, Туркестанский хребет, находящийся в верховьях реки Зерафшан, и Вахшский хребет на границе с Афганистаном. Среди этих территорий, только Туркестанский хребет в верховьях реки Зерафшан со средней скоростью ветра до 9 м/сек может дать определённую ветровую мощность, так как остальные возможные территории располагаются вдали от главной энергосистемы, и в настоящее время доступ от этих территорий к главной энергосистеме очень затруднён.

Поэтому, ветровая энергия не рассматривается в ГПРЭС в качестве приоритетного варианта электроснабжения. Тем не менее, так как с технической точки зрения получение ветровой энергии возможно, то в генплан была включена общая мощность в 20 МВт. При совершенствовании технологии и сокращении затрат данная технология может стать более привлекательной.

Поскольку удельные затраты на солнечную энергию все еще значительно выше, чем у других технологий, использование солнечной энергии не рассматривалось в ГПРЭС в качестве возможного варианта электроснабжения. Тем не менее, так как с технической точки зрения получение энергии за счёт использования фотоэлектрических панелей возможно, то в генплан была включена общая мощность в 50 МВт. При совершенствовании технологии и сокращении затрат данная технология может стать более привлекательной.

ES.5 ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ

Были проведены исследования по подготовке серии планов расширения генерации, отвечающих спросу на электроэнергию в Таджикистане с определенной степенью надежности и при минимальных затратах. Это довольно сложный процесс, в котором анализируются различные комбинации ресурсов с различными датами ввода в эксплуатацию, используя набор параметров и критериев, которые являются общими для всех сценариев.

Полученные результаты зависят от многих переменных, включая спрос системы, критерии надежности, топливо, капитальные затраты и расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, уровень и цены экспорта и ставки дисконтирования. Если какая-либо из этих переменных изменится, то, возможно, другая комбинация ресурсов и их соответствующие сроки ввода в эксплуатацию могут выдать более высокую или более низкую общую стоимость в зависимости от того, какая переменная изменилась и на сколько изменилась.



Для того чтобы добиться поставок электроэнергии при наименьших затратах было разработано множество сценариев расширения выработки, и были проанализированы следующие три основных варианта:

- Вариант 1 – рассматривает спрос системы с реализацией программ ЭЭ и без Рогунской ГЭС
- Вариант 2 – рассматривает спрос системы с реализацией программ ЭЭ и с Рогунской ГЭС
- Вариант 3 – рассматривает спрос системы с реализацией программ ЭЭ и с ранним вводом Рогунской ГЭС

В рамках варианта 1 было разработано восемь сценариев расширения генерации с учетом имеющихся ресурсов, куда входят работающие на угле станции мощностью 150 МВт и 350 МВт, установки комбинированного цикла мощностью 300 МВт и несколько гидроэлектростанций. Результаты этих планов по расширению выработки указывают на то, что в случае добавления только тепловых агрегатов, сценарии расширения с использованием угольных установок мощностью 350 МВт дают более низкие затраты по сравнению с теми, при которых используются угольные установки мощностью 150 МВт или установки комбинированного цикла мощностью 300 МВт. Сценарий увеличения выработки с наименьшими затратами в рамках Варианта 1 включает в себя агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт и две гидроэлектростанции. С учетом результатов, полученных по сценариям увеличения выработки в рамках варианта 1, было решено проанализировать только два сценария по увеличению выработки в рамках варианта 2 и варианта 3, это были сценарий с дополнением только агрегатов, работающих на угле, мощностью 350 МВт (Сценарий 1) и другой сценарий - добавление агрегатов, работающих на угле, мощностью 350 МВт и двух ГЭС (Сценарий 7). При процентной скидке в 10% разница в цене между сценарием 7 и сценарием 1 в сумме составляет 172 млн. долларов США, что связано с тем, что у сценария 1 затраты на топливо и ЭИТО выше, тогда как у сценария 7 выше стоимость капитальных инвестиций (113 млн. долларов США). Сравнивая СТВ сценариев увеличения выработки в рамках Варианта 1 с учётом и без учёта влияния программ ЭЭ, можно определить чистую выгоду от программы ЭЭ в рамках двух оставшихся сценариев увеличения выработки (сценарий 1 и сценарий 7). Чистая выгода от программы ЭЭ по Сценарию 1 составляет 217 млн. дол. США, а по Сценарию 7 - 192 млн. дол. США.

В Таблице ES-4 представлена рассматриваемая последовательность увеличения выработки по Вариантам 1 и 2, что позволяет проводить прямое сравнение между вариантами и сценариями. Сценарии расширения выработки по Варианту 3 чем-то похожи на сценарии в рамках Варианта 2, за исключением сроков ввода в эксплуатацию агрегатов Рогунской ГЭС, других ГЭС и электростанций, работающих на угле.

На основе оставшихся сценариев увеличения выработки (1 и 7), последовательность увеличения выработки была разработана в рамках Варианта 2 при условии, что первые два агрегата Рогунской ГЭС будут введены в эксплуатацию в 2025 году, следующие два - в 2028 году, а последние два - в 2029 году, при этом мощность первых двух агрегатов составит 400 МВт каждый, а мощность других четырёх - 600 МВт каждый. Водохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено к концу 2036 года.

Следует отметить, что в рамках варианта 2 суммарная чистая (полезная) мощность к концу периода исследования при проанализированных сценариях увеличения выработки составит на 1 600 МВт больше, чем при варианте 1, это связано с тем фактом, что генерирующая мощность Рогунской ГЭС, при коэффициенте использования установленной мощности на уровне 51%, будет ниже чем у агрегатов, работающих на угле, коэффициент использования установленной мощности которых может достигать 80% и больше, таким образом, планы по расширению выработки с учётом строительства Рогунской ГЭС потребуют больше суммарной чистой установленной мощности, чем при сценариях без Рогунской ГЭС.



Таблица ES- 4: Сравнение последовательности увеличения выработки при вариантах 1 и 2

	Вариант 2		Вариант 3	
	Сценарий 1	Сценарий 7	1	7
Год	Детальный план расширения системы генерации			
2014				
2015				
2016	ТЭЦ 2х150 МВт		ТЭЦ 2х150 МВт	
2017				
2018				
2019	На угле 2х150 МВт и на угле 350 МВт		На угле 2х150 МВт, на угле 350 МВт и Рогун 2х400 МВт	
2020	На угле 350 МВт		На угле 350 МВт	
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.		10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.	
2021	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ 128 МВт	ТЭЦ 128 МВт
2022	На угле 350 МВт	ГЭС мощностью 100 МВт		
2023		ГЭС мощностью 125 МВт	Рогун 4х600 МВт	Рогун 4х600 МВт
2024				
2025	Рогун 2х400 МВт	Рогун 2х400 МВт		
2026				
2027				
2028	Рогун 2х600 МВт	Рогун 2х600 МВт		
2029	Рогун 2х600 МВт	Рогун 2х600 МВт		
2030				
2031				
2032				
2033			На угле 350 МВт	ГЭС 100 МВт и 125 МВт
2034				
2035				На угле 350 МВт
2036			На угле 350 МВт	
2037				
2038		На угле 250 МВт		На угле 250 МВт
2039	На угле 100 МВт		На угле 100 МВт	

Сценарии увеличения выработки в рамках Варианта 3 учитывают, что первые два агрегата Рогунской ГЭС начнут свою работу с июля 2019 года, следующие два агрегата - с 1 января 2023 года и последние два агрегата - с 1 июля 2023 года. К концу периода исследования все дополнения к генерации в рамках Варианта 3 были такими же, как и в рамках Варианта 2, за исключением их соответствующих сроков ввода в эксплуатацию. Поскольку введение в эксплуатацию некоторых дополнительных агрегатов было отложено в связи с тем, что сроки введения Рогунской ГЭС в эксплуатацию были продвинуты вперед. Сравнивая суммарную текущую величину (СТВ) сценариев по увеличению выработки в рамках Варианта 2 и Варианта 3 можно определить выгоды и затраты, связанные с Рогунской ГЭС. При последовательности увеличения выработки с учетом Рогунской ГЭС будет наблюдаться уменьшение расходов на топливо и расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также расходов на вывод из эксплуатации и расходов на защиту от наводнений. Кроме того значительные выгоды появятся за счет увеличения доходов от негарантированного экспорта. Тем не менее, эти выгоды будут компенсированы капитальными и эксплуатационными затратами Рогунской ГЭС. Ниже приведены итоговые СТВ при базовой учетной ставке (10%) для Вариантов 1, 2 и 3.



Вариант	СТВ (млн. дол. США)	
	Сценарий 1	Сценарий 7
1 - Без Рогунской ГЭС	6 811	6 639
2 - С Рогунской ГЭС	6 505	6 303
3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	6 322	6 256

Из указанных выше данных явно следует, что сценарии увеличения выработки, которые предусматривают строительство Рогунской ГЭС, более экономные по сравнению с теми сценариями, которые не предусматривают строительство этой ГЭС, при базовой учётной ставке на уровне 10%.

Преимущества, связанные с каждым вариантом, были определены на основании результатов, полученных по сценариям Варианта 1 и представлены ниже.

Вариант	Выгоды [1] (млн. дол. США)	
	Сценарий 1	Сценарий 7
2 - С Рогунской ГЭС	306	336
3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	489	383

Примечание: [1] Относительно Варианта 1 - Без Рогунской ГЭС

Из значений, представленных в вышеприведенной таблице, можно заметить, что сценарии с учётом раннего ввода и выработки Рогунской ГЭС обеспечивают больше преимуществ, чем сценарии с учётом Рогунской ГЭС.

Преимущества сценариев с Рогунской ГЭС составляют порядка 4-5% от общих затрат по сценарию, в то время как преимущества сценариев с учётом ранней выработки Рогунской ГЭС составляют порядка 6-7% от общих затрат по сценарию. Оба эти преимущества могут оказаться относительно небольшими, и это может возникнуть за счет нескольких факторов, таких как используемая методология / подход, относительно высокая ставка дисконтирования (преимущества намного больше при ставке дисконтирования на уровне 8%), экономический срок службы станции и множество других факторов. Возможно, хотя маловероятно, что в исследование не были включены некоторые из выгод, связанных с Рогунской ГЭС, так как затраты на вывод из эксплуатации и стоимость работ, необходимых для обеспечения защиты от вероятного максимума наводнения (ВМН), были учтены. В исследовании также учитывались экологические штрафы за выбросы CO₂ углесжигательными установками, но не были приняты во внимание результаты уменьшения генерирующей мощности Нурекской ГЭС из-за накопления седиментации, так как это произойдет уже после периода, рассматриваемого в данном исследовании. Тем не менее, вследствие того, что вероятно будет происходить уменьшение выработки в будущем до того, пока ее стоимость не будет снижена по базисной дисконтной ставке, и ее стоимость будет не очень большой.

Преимущества в рамках Варианта 3 больше, чем преимущества в рамках Варианта 2 в силу нескольких причин. В случаях ранней выработки Рогунской ГЭС наблюдается значительное снижение затрат на топливо (затрат на уголь, необходимый для выработки электроэнергии в отсутствие ГЭС), так как ГЭС будет введена в эксплуатацию в гораздо более ранние сроки. Также сократятся расходы на ЭИТО, так как снизится установка других типов электростанций, и потребности в капитале (для других станций) будут меньше, поскольку капиталовложения будут отложены. Еще одним фактором, говорящим в пользу ранней выработки Рогунской ГЭС, является

увеличение стоимости и количества негарантированного экспорта, что связано с тем что ГЭС начинает генерировать электроэнергию в более ранние сроки.

Что касается расходов, текущая стоимость капитальных затрат и затрат на ЭИТО ГЭС составляет около 50% от общей стоимости и, соответственно, и с учётом всех различных факторов сценарии ранней выработки Рогунской ГЭС дают разумные преимущества по сравнению с соответствующими затратами сценариев, разработанных в рамках Варианта 1.

Довольно сложно провести перекрестное сравнение результатов Варианта 2 и Варианта 3, так как в денежных выплатах по Рогунской ГЭС в рамках двух вариантов существует разница, которая может исказить полученные результаты и повлиять на выбор. Выбранный метод денежных выплат по сценариям ранней выработки Рогунской ГЭС должен рассчитывать эти выплаты в той же степени точности, в какой эти выплаты рассчитаны в исследовании ТЭО, в целях исследований, проводимых по Рогунской ГЭС в рамках Варианта 2.

По обоим вариантам - Варианту 2 и Варианту 3 - последовательность увеличения выработки, подготовленная в рамках Сценария 7, показала в целом самую низкую СТВ, и поэтому она была выбрана для определения требований передачи.

На Рисунок ES- 3 – Рисунок ES- 6 представлены годовая установленная мощность и годовая выработка энергии по сценарию 7 Вариантов 2 и 3. Как видно из них общая устанавливаемая мощность по Варианту 3 больше, чем по Варианту 2, и в рамках Варианта 3 имеется больше энергии на экспорт.

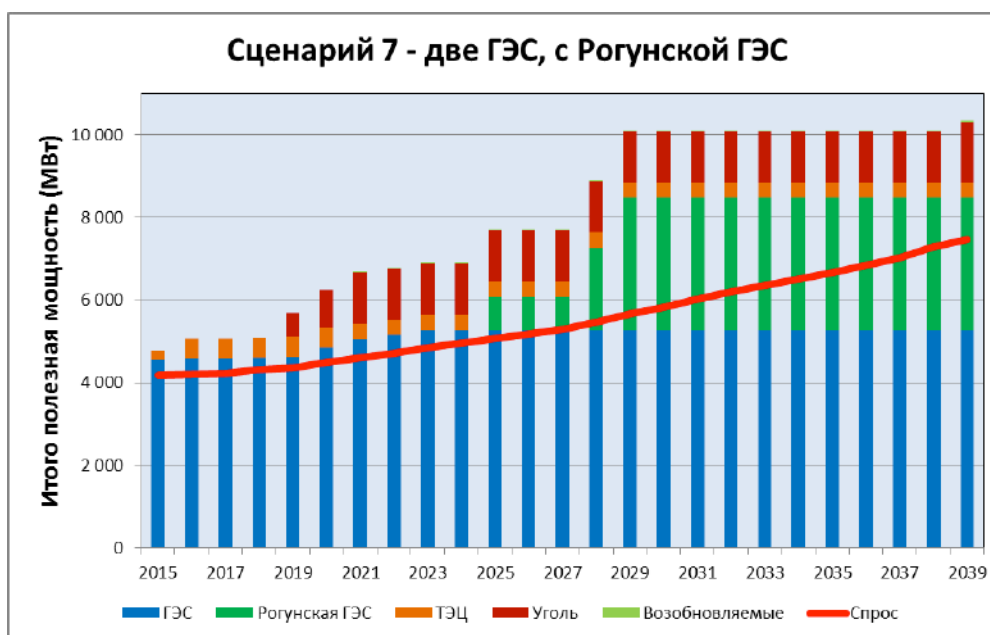


Рисунок ES- 3: Вариант 2, Сценарий 7 - С Рогунской ГЭС, годовая устанавливаемая мощность

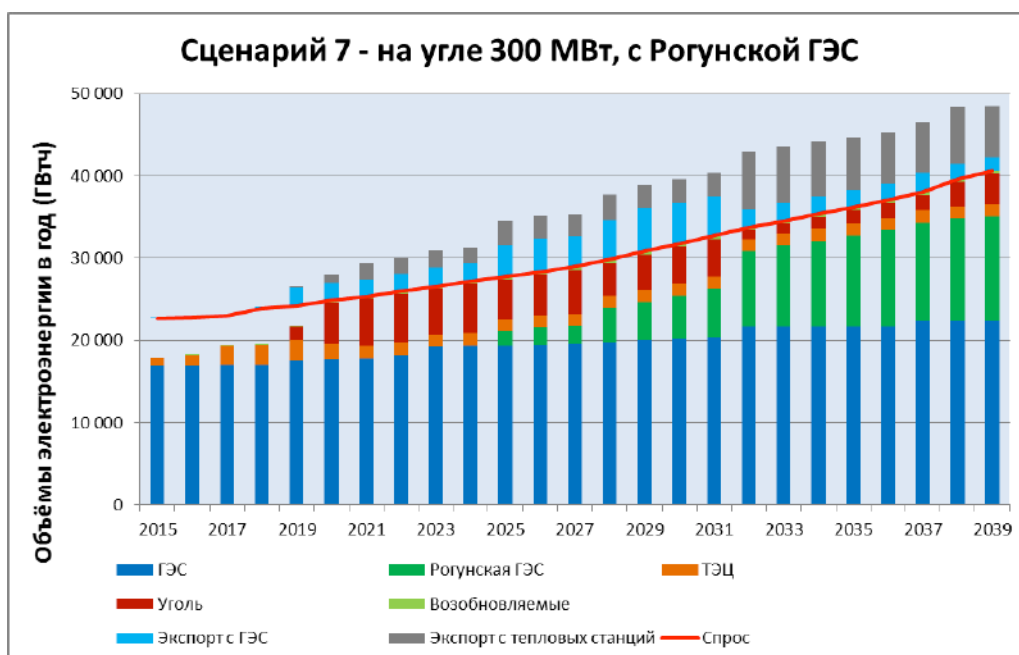


Рисунок ES- 4: Вариант 2, Сценарий 7 - С Рогунской ГЭС, годовая выработка энергии

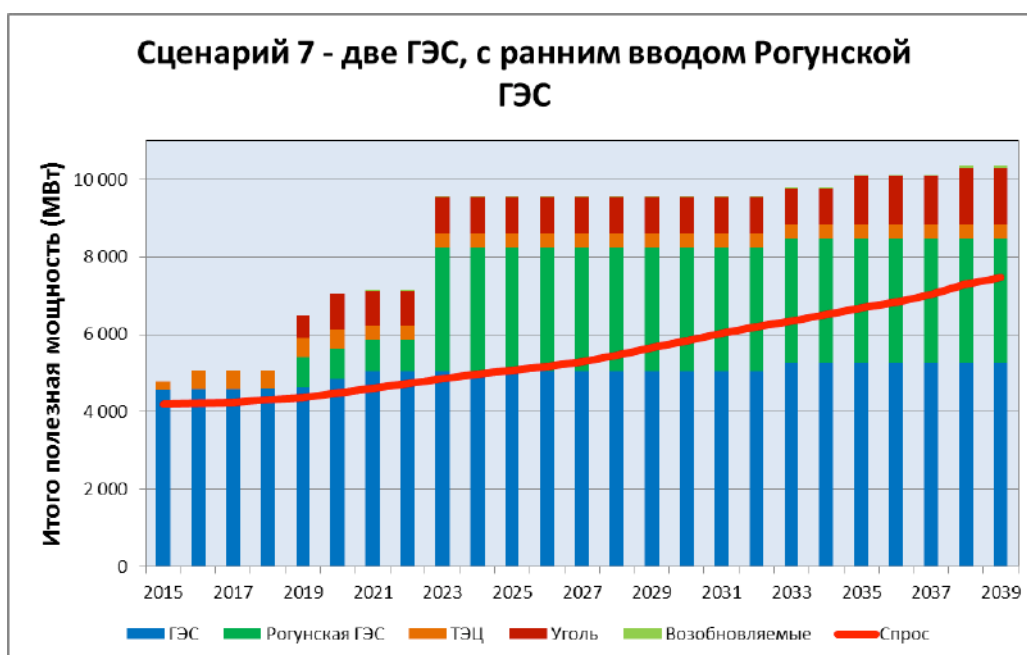


Рисунок ES- 5: Вариант 3, Сценарий 7 - С ранним вводом Рогунской ГЭС, годовая устанавливаемая мощность

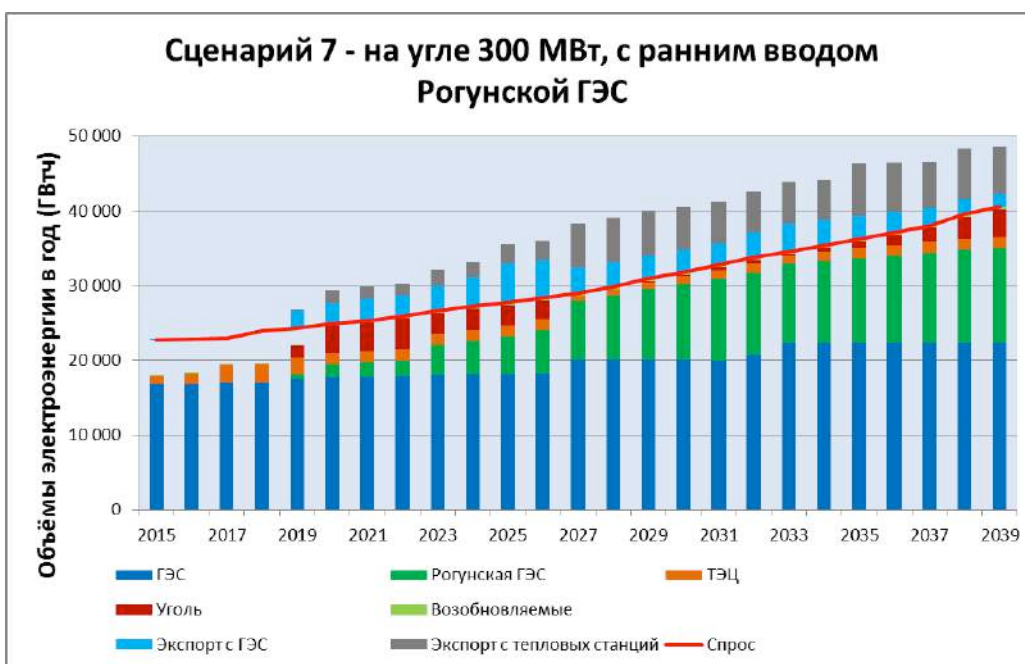


Рисунок ES- 6: Вариант 3, Сценарий 7 - С ранним вводом Рогунской ГЭС, годовая выработка энергии

Исследование чувствительности было проведено для сценариев увеличения выработки 1 и 7 в рамках вариантов 2 и 3, и результаты исследований представлены в соответствующих разделах. Исследования чувствительности были проведены для определения чувствительности последовательностей увеличения выработки к изменениям в экономических параметрах, используемых в анализе. Значимые изменения этих параметров были отобраны, чтобы продемонстрировать надежность результатов планирования в условиях, которые можно ожидать. Было проведено изучение чувствительности к изменениям в следующих параметрах:

- Прогнозирование спроса
- Капитальная стоимость электростанций
- Цена на топливо
- Учётные ставки
- Цена на экспортируемую электроэнергию

Результаты анализа чувствительности к высоким и низким уровням роста указывают на то, что сценарии увеличения выработки не являются чрезмерно чувствительными к росту спроса, при этом высокий рост спроса показывает большую разницу в СТВ между вариантами без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС. Чтобы у плана по увеличению выработки с Рогунской ГЭС была такая же СТВ как и у плана без Рогунской ГЭС, необходимо внести следующие изменения в индивидуальные параметры.

Параметр	Основа	Изменение точки рентабельности
Капитальные затраты (%)	0	20
Затраты на топливо (%)	0	-40
Учётная ставка (%)	10	11,5
Цена на негарантированный экспорт (дол. США/МВтч)	68	<40



ES.6 ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ

Для подготовки серии планов по расширению передачи были проведены исследования для вывода генерации и удовлетворения спроса при трёх различных планах увеличения выработки (без Рогунской ГЭС, с Рогунской ГЭС и с ранним вводом Рогунской ГЭС).

Подход, применяемый к исследованиям по передаче, заключался в использовании предоставленных БТ данных для разработки планов по расширению передачи, которые могут быть использованы для удовлетворения спроса и вывода генерации в рамках каждого из выбранных планов расширения генерации. После этого проводилось сравнение планов расширения на основе затрат.

Выводы и рекомендации по объектам передачи, необходимым для удовлетворения требований к обслуживанию нагрузки и вывода генерации, основаны на анализе энергетического потока в установленном режиме. Данные, необходимые для проведения анализа динамических характеристик системы, отсутствовали, и, следовательно, динамические исследования не проводились. Динамическое исследование, как правило, представляет из себя подтверждающий анализ, а анализ потокораспределения является исследовательской частью исследования. Таким образом, вероятно, это не окажет значительного влияния на общие выводы, тем не менее, мы предлагаем ОАХК «Барки Точик» провести подтверждающие исследования, когда станут доступны динамические данные.

Нагрузка на сеть в 2014/15 гг. привела к низкому напряжению при работе в установившемся режиме. Дополнительные шунтирующие устройства реактивной мощности были добавлены в модели, чтобы получить приемлемый профиль системы без изменений напряжения. В зависимости от нагрузки в летний или зимний периоды меняются требования к реактивной мощности между северными и южными регионами. В летний период перепады напряжения преимущественно наблюдаются в Согдийской области, тогда как в зимний период перепады напряжения наблюдались в южной части страны.

Две аварии привели к не-конвергентным решениям существующей системы. Отключение линии 500 кВ Регар-Душанбе и отключение линии 500 кВ Душанбе-Согд привели к неконвергенции. Основная причина не-конвергентного решения связана с тем, что обе эти аварии разделили Таджикистан в электроэнергетическом плане на две области, при этом на севере страны не вырабатывается недостаточно электроэнергии для поддержания надежной работы системы. Рекомендуются меры по ослаблению воздействия подробно описаны в Приложении Е, и в основном заключаются в добавлении второй линии от Душанбе до Согдийской области.

Предлагаемая сеть для увеличения выработки без Рогунской ГЭС была разработана в соответствии с требованиями N-1. Сценарий потокораспределения по каждому из 5 соответствующих лет был разработан на основе плана увеличения выработки и прогноза нагрузки. Используемый в этом разделе план увеличения выработки главным образом основан на строительстве ТЭС, расположенных в основном в Согдийской области.

Были разработаны два сценария, которые представляют сценарии нагрузки в зимний и летний периоды по каждому из репрезентативных годов. Кроме того, были также рассмотрены следующие объемы импорта и экспорта э/энергии.

- Импорт электроэнергии из Кыргызстана (455 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Пешавар (Пакистан) (1 300 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Синьцзян, Китай (900 МВт)
- Экспорт электроэнергии из Рогуна в Пешавар (1 000 МВт).

Возможно вопрос экспорта электроэнергии с подстанции Лолазор до Пешавара будет пересмотрен в свете проходящих в настоящее время переговоров по этому проекту.

Доступность генерации варьируется в зависимости от времени года: в зимние месяцы, когда гидроэлектростанции вырабатывают меньше э/энергии и сильно возрастает нагрузка в связи с потребностью в отоплении, не так много э/энергии можно направлять в другие системы, как это



бывает в летнее время. В силу этого объёмы экспорта значительно сокращаются. Тем не менее, система передачи спроектирована с учетом максимального производства э/энергии при максимальной нагрузке и максимальном экспорте, эти места самые загруженные в передающей.

Были выявлены объекты по передаче, необходимые для вывода э/энергии из новых электростанций. Исследования N-0 и N-1 были выполнены по каждому варианту для определения нарушений и модернизации/ресурсы передачи необходимые для обслуживания системы в целом и соответствие N-1 и рекомендуемые необходимые дополнения. Также были выполнены исследования чувствительности при условии, что максимальная выработка на юге и минимальная на севере и наоборот. План увеличения передачи спроектирован для обслуживания некоторых других сценариев по передаче. На Рисунок ES- 7 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках плана по увеличению выработки без Рогунской ГЭС.

Данные о модернизации передачи и подстанций, необходимые для поддержки рассчитанной нагрузки и роста выработки до 2039 года для планов увеличения выработки с Рогунской ГЭС были определены путём применения подхода, схожего с подходом, который использовался для подготовки планов без Рогунской ГЭС. Поток э/энергии в котором представлен каждый из 5 характерных лет был разработан на основе плана расширения генерации и прогноза нагрузки. Используемый план увеличения выработки был основан на разработке гидроэлектростанции в Рогуне и некотором количестве тепловой генерации в Согдийской области.

Были выявлены объекты по передаче, необходимые для вывода э/энергии из новых электростанций. Исследования N-0 и N-1 были выполнены по каждому варианту для определения нарушений и модернизации/ресурсы передачи необходимые для обслуживания системы в целом и соответствие N-1 и рекомендуемые необходимые дополнения. Также были выполнены исследования чувствительности при условии, что максимальная выработка на юге и минимальная на севере и наоборот. План увеличения передачи спроектирован для обслуживания некоторых других сценариев по передаче. На Рисунок ES- 8 и Рисунок ES-9 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках планов по увеличению выработки с Рогунской ГЭС и с ранним вводом Рогунской ГЭС.

Рекомендуемые объекты передачи для каждого Варианта по выработке распределены по категориям, которые необходимы для пропуска э/энергии, и которые необходимы для обслуживания нагрузки. Линии электропередачи для вывода э/энергии различные в обоих планах из-за различия в географическом месторасположении электростанций в обоих планах по увеличению выработки. Тем не менее, линии необходимые для выдерживания роста нагрузки и соответствия с требованиями N-1 в основном те же самые в обоих вариантах. Это потому, что график нагрузки используемый в обоих вариантах одинаковый.

Есть линии, которые отличаются в каждом варианте. Эти линии добавлены как специальное обеспечение при аварийной ситуации для каждого варианта. Это может быть связано с разницей в передаче мощности из-за различного географического распределения выработки в каждом плане.

С использованием применяемой в Таджикистане стоимости единицы оборудования была определена стоимость объектов передающих сетей, которые должны быть добавлены в период исследования. Были получены следующие капитальные затраты:

Компонент	Капитальные затраты (млн. дол. США)		
	Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС
Новые линии	478,6	588,6	588,6
Подстанции	213,4	224,9	224,9
Модернизации линий	17,8	17,8	17,8
Конденсаторы	25,9	22,4	22,4
Итого	735.7	853.7	853.7





Рисунок ES- 7: Рекомендуемые линии электропередач в Плане расширения без Рогунской ГЭС



Рисунок ES- 8: Рекомендуемые линии электропередач в Плане расширения с Рогунской ГЭС



Рисунок ES- 9: Рекомендуемые линии электропередач в Плане расширения с ранним вводом Рогунской ГЭС



ES.7 ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ И ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН

В Таблица ES- 5 представлены совокупные издержки по компонентам производства и передачи электроэнергии для выбранных компонентов увеличения выработки. Можно увидеть, что общая стоимость плана без Рогунской ГЭС составляет 7 510 млн. дол. США, тогда как стоимость плана с Рогунской ГЭС составляет 7 265 млн. дол. США, плана с ранним вводом Рогунской ГЭС - 7 215 млн. дол. США. Из Таблицы видно, что СТВ передачи составляет около 13% от общей стоимости двух планов.

Таблица ES- 5: Общая стоимость системы

Компонент	СТВ (млн. дол. США)		
	Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС
Выработка	6 638,7	6 303,0	6 255,8
Передача	870,8	962,4	959,2
Итого	7 509,5	7 265,4	7 215,0

Разница в стоимости между планами, предусматривающими строительство Рогунской ГЭС, и планом без учёта строительства Рогунской ГЭС составляет 244 млн. дол. США (в случае с Рогунской ГЭС) и 295 млн. дол. США (в случае с ранним вводом Рогунской ГЭС). Таким образом, можно сделать вывод, что аргументы/обсуждения, представленные для системы генерации, применимы также и для всей системы, и дополнение затрат в рамках плана расширения передачи не влияют на результаты вариантов увеличения выработки.

Для определения требований к капиталу в период исследования была проведена серия расчетов с использованием ежегодных денежных потоков для каждого из новых генерирующих и передающих объектов, добавленных в систему, о которых говорится в основной части этого отчёта. Эти потребности в капитале были выполнены с учетом экономических (без роста, без налогов) и финансовых условий и представлены ниже в Таблица ES- 6:

Таблица ES- 6: Потребность в капитале

Условия	Потребность в капитале (млн. дол. США)		
	Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС
Экономические	6 822	9 233	9 233
Финансовые	10 387	12 501	12 145

У планов без Рогунской ГЭС генерационный компонент предусматривает 87% капитала, тогда как у планов с Рогунской ГЭС генерационный компонент предусматривает 90% капитала. Планы с Рогунской ГЭС предусматривают большие размеры капитала в рамках экономических и финансовых условий. В финансовом выражении план с Рогунской ГЭС предусматривает потребности в капитале на 2 111 млн. дол. США больше чем план без Рогунской ГЭС, и в экономическом выражении эта разница составляет 2 411 млн. дол. США.

На Рисунках ES-10 и ES-11 показаны ежегодные потребности в капитале для планов расширения с и без Рогунской ГЭС в экономическом и финансовом выражении. Как видно, есть большие ежегодные требования к капиталу для обоих планов, но они более усугубляются для плана с Рогунской ГЭС. В финансовом выражении максимальная суммарная (выработка и передача) годовая потребность капитала для плана с Рогунской ГЭС составляет 1 286 млн. дол. США в 2024 году, далее следует 1 280 млн. дол. США в 2023 году. Более того, до 2025 года в рамках плана с



Рогунской ГЭС потребности в капитале составляют 69% от общих потребностей в капитале в течение 25 лет. Тогда как в рамках плана с ранним вводом Рогунской ГЭС потребности в капитале составляют 75%, а в рамках плана без Рогунской ГЭС - 47% от общих потребностей в капитале.

Потребность в капиталовложении обычно является важнейшим фактором при принятии решения продолжать проект или нет. В случае, когда экономические выгоды конкурирующих проектов довольно незначительны, обычно выбирается проект с наименьшими потребностями в капиталовложениях. В этом случае Вариант 1 - сценарий 7 (без Рогунской ГЭС) имеет наивысшую СТВ и меньшую потребность в капиталовложении.

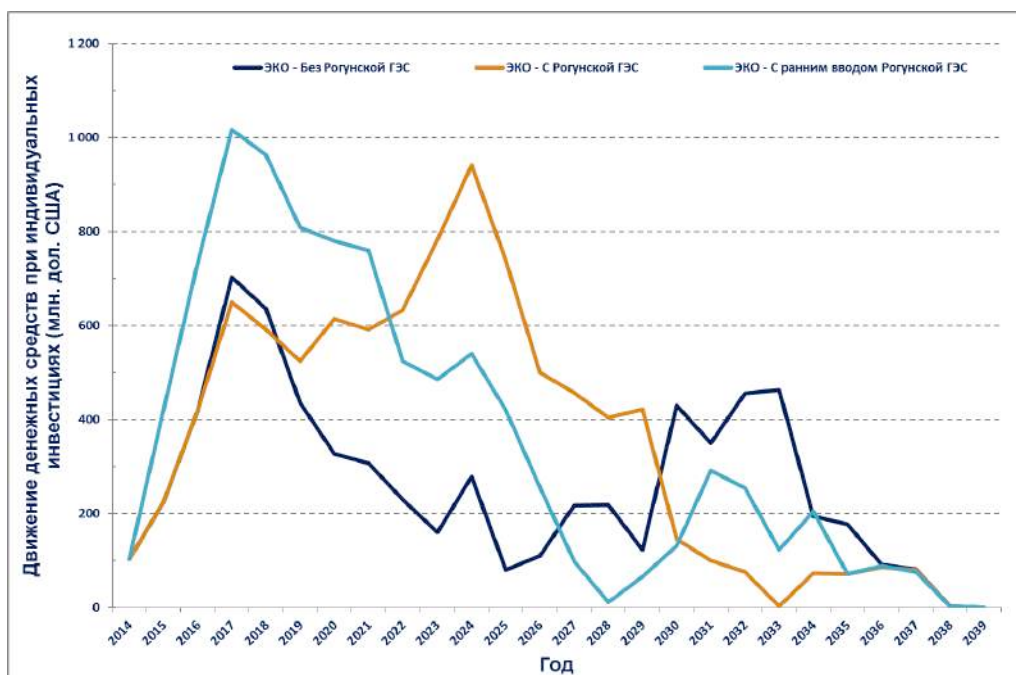


Рисунок ES- 10: Годовая потребность в капитале - экономическая



Рисунок ES- 11: Годовая потребность в капитале - финансовая



Выбранные планы расширения включают 2 малые ГЭС. Капиталовложения по этим двум электростанциям не были включены, так как затраты для этих двух электростанций являются довольно специфичными и они не были предоставлены исследовательской группе и, кроме того, эти затраты обычно малы и часто финансируются за счёт грантов, предоставляемых по взаимной помощи.

В общей сложности, для сценариев расширения без Рогунской ГЭС имеется 25 дополнительных генерирующих мощностей. Тем не менее, одно из них рассматривает программу энергоэффективности, другое - вывод из эксплуатации Рогунской ГЭС, а третье - строительство объектов для обеспечения защиты от Расчетного максимального наводнения. В первые 10 лет плана есть необходимость завершения реабилитации всех существующих гидроэлектростанций и добавления двух работающих на угле ТЭЦ мощностью 150 МВт, двух новых гидроэлектростанций, 2 ветровых электростанций, 5 солнечных электростанций, 2 углесжигательных установок мощностью по 150 МВт и 3 углесжигательных установок мощностью 350 МВт.

В рамках сценариев расширения без Рогунской ГЭС, в общей сложности, в течение периода исследования требуется 31 проектов ЛЭП и 45 проектов подстанций. Из них в первые 10 лет (до 2025 г.) необходимы 22 проекта ЛЭП и 37 проектов подстанций.

В рамках сценариев расширения с Рогунской ГЭС, в общей сложности, представлено 19 дополнительных генерирующих мощностей, при этом 1 из сценариев составлен с учётом программы энергоэффективности. В первые 10 лет плана существует необходимость в добавлении аналогичных генерирующих объектов к объектам плана без Рогунской ГЭС в дополнение к двум агрегатам Рогунской ГЭС. Предполагается, что они начнут вырабатывать электроэнергию в 2025 году. На сайте Всемирного банка можно ознакомиться с ТЭО по Рогунской ГЭС, которое было опубликовано в августе 2014 года.

В целом в рамках сценария расширения с ранней выработкой Рогунской ГЭС имеется 19 добавлений генерации, одно из которых рассматривает программу энергоэффективности. В первые 10 лет плана существует необходимость в добавлении аналогичных генерирующих объектов к объектам плана без Рогунской ГЭС в дополнение к двум агрегатам 400 МВт Рогунской ГЭС в 2019 году и 4 x 600 МВт агрегатам Рогунской ГЭС к 2023 году.

Также имеется ТЭО для двух углесжигающих установок ТЭЦ 150 МВт на китайском и русском языках. Также имеется предварительное ТЭО для ГЭС Санобад и презентация по Нурек-2. Ветровые электростанции и солнечные электростанции, рассматриваемые в ГПРЭС представляют собой обобщенный тип и необходимо провести исследования для определения базовых параметров.

В ГПРЭС определено местоположение для углесжигающих установок на основе существующих угольных месторождений в Таджикистане. Никаких специальных исследований для определения наилучшего местоположения данных электростанций проведено не было. Предполагалось, что угольные электростанции, располагающиеся у устьев главного шахтного ствола, будут расположены в Шурабе, Фон Ягнобе и Зидды.



1. ВВЕДЕНИЕ

В данном разделе описана предыстория проекта, определена цель отчета и приведена краткая информация о содержании отчета.

1.1 ПРЕДЫСТОРИЯ

Электроснабжение Таджикистана в основном осуществляется электроэнергией, вырабатываемой на гидроэлектростанциях. К сожалению, эти электростанции не имеют больших водохранилищ, где можно было бы хранить воду для выработки электроэнергии в те периоды времени, когда приток воды является минимальным (в зимний период времени). Поэтому, в течение осенне-зимнего периода наблюдается значительная нехватка электроэнергии в объеме 4 000-4 500 ГВтч. В этот период заметно ограничиваются поставки электроэнергии, в результате чего некоторые потребители получают электроэнергию менее 24 часов в сутки. Дефицит электроэнергии также оказывает негативное влияние на экономику страны и ее рост.

В весенне-летний период выработка превышает спрос на тот же объем электроэнергии, что и дефицит в осенне-зимний период. В бывшем Советском Союзе этот излишек электроэнергии в весенне-летний период «продавался» Узбекистану и Казахстану в обмен на газ и уголь, которые использовались для выработки электроэнергии тепловыми станциями. Это заменяло выработку электроэнергии гидроэлектростанциями Таджикистана в осенне-зимний период. Однако, это сотрудничество завершилось с развалом Советского Союза, когда республики бывшего Советского Союза стали независимыми государствами.

Компания Corporate Solutions Consulting Limited (CSCL) в ассоциации с компанией Manitoba Hydro International Ltd. (MHI) и другими международными компаниями была нанята Азиатским банком развития (АБР) для подготовки Генерального плана развития энергетического сектора (ГПРЭС) Таджикистана. В ходе работы по подготовке Генплана компания CSCL должна была подготовить ряд других документов. В данном документе представлены анализы и результаты работы по разработке Генплана, подготовкой которого занимаются консультанты проекта из числа специалистов CSCL и MHI. В отчете по генеральному плану представлены параметры, критерии, варианты выработки, а также изложены и проанализированы планы расширения единой энергосистемы для новых дополнительных ресурсов выработки и передачи с учетом увеличения спроса, устаревания существующих вырабатывающих активов и экономической стоимости потенциальных генерирующих ресурсов для удовлетворения растущего спроса.

Страна состоит из 4-х административных единиц, Хатлонской и Согдийской областей, Горно-Бадахшанской автономной области (которая занимает 45% территории страны, но в которой проживает всего лишь 3 % от общего населения) и Районов Республиканского Подчинения (РРП). В настоящее время Горно-Бадахшанская автономная область (ГБАО) не соединена с другими районами страны через высоковольтные линии электропередач (имеется лишь довольно протяженная распределительная линия 35 кВ).

Страна поделена на пять электроэнергетических регионов:

- Согд (Север)
- Хатлон (Юг)
- Душанбе и близлежащие районы
- Районы республиканского подчинения (РРП), без Душанбе
- Горно-Бадахшанская Автономная область

Электроснабжение первых четырех регионов осуществляется из основной энергосистемы ОАХК «Барки Точик» (БТ), а электроснабжение Горно-Бадахшанской Автономной Области осуществляется компанией «Памир Энерджи».

Работа по прогнозированию спроса сфокусирована на четырёх регионах, электроснабжение которых осуществляется БТ, тогда как ГБАО имеет сравнительно небольшой спрос, где проживает довольно небольшая часть населения, и отсутствует информация по спросу и его возможному росту, а также ее ресурсах.



В ходе работы, для того, чтобы прийти к более приемлемому методу обеспечения будущих потребностей в электроэнергии в Таджикистане, предварительно были изданы другие отчеты, а именно:

- Отчет о начальной стадии проекта
- Отчет о прогнозировании спроса
- Отчет по параметрам планирования и вариантам выработки, опубликованный в августе 2013 г., а также обновленная версия, опубликованная в ноябре 2014 г.
- Отчёт по энергоэффективности и плану содействия
- Генеральный план развития энергетического сектора - проект отчёта, опубликованный в июне 2015 года

В Начальном отчете задокументированы результаты полученные двумя специалистами, которые посетили Таджикистан в начале проекта. В нем , изложена информация, необходимая для завершения генерального плана в соответствующем виде, обобщается электроэнергетический сектор в Таджикистане, описываются электроэнергетические системы, представлены основные предположения при планировании, излагаются общие требования для программного обеспечения планирования выработки и представлен пересмотренный план работы и график.

В отчете о прогнозировании спроса представлен прогноз среднего, низкого и высокого спроса, составленный с учётом нескольких макроэкономических переменных, существующих характеристик спроса, а также конкретных потенциальных потребителей электроэнергии. Проектирование спроса, связанного с ТАЛКО была рассмотрена отдельно от прогнозов областей.

Отчет по параметрам планирования и вариантам выработки не был специально включен в список результатов, изложенных в рамках работы в Техническом задании (ТЗ) и был подготовлен, чтобы определить параметры, которые должны были быть использованы в ГПРЭС и для перечисления возможностей которые будут рассматриваться для новой выработки.

План содействия ЭЭ был определен в ТЗ и был подготовлен для выявления возможностей в электроэнергетическом секторе, в отношении которых могут быть применены меры, при которых будет потребляться меньше электроэнергии, обеспечивая при этом такой же или более высокий уровень обслуживания. Снижение потерь и снижение потребления в ТАЛКО не были включены, поскольку они уже были учтены в отчете о прогнозировании спроса.

В проекте отчета Генерального плана, в котором были подведены итоги прогноза спроса и энергетической эффективности, представлены варианты и критерии генерации, изложенные в параметрах планирования и отчете вариантов генерации и описана работа, проведенная для составления планов расширения генерации и передачи, разработанных для удовлетворения спроса в Таджикистане надежным и экономически эффективным способом.

Этот заключительный отчет включает в себя дополнительную информацию, представленную МЭВР и замечания, полученные от заинтересованных сторон после рассмотрения ими проекта отчета.

1.2 ЦЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА

Основная цель Генерального плана развития энергетического сектора состоит в повышении энергетической безопасности и энергетической эффективности Таджикистана. Генеральный план должен охватывать аспекты, связанные с восстановлением и увеличением выработки э/энергии, её передачи и восстановления и расширения в течение следующих 20 лет. Данное исследование направлено на прогнозирование спроса, оценку состояния существующих станций и предоставление предложений по альтернативным вариантам удовлетворения прогнозируемого спроса, в том числе новые вырабатывающие мощности внутри страны и региональные линий электропередач. Целью исследования являются политические меры, необходимые для повышения энергетической эффективности и разработки плана действий.

Горизонт исследования в 20 лет должен быть пересмотрен в целях удовлетворения долгосрочных проектов, таких как Рогунская ГЭС., В настоящее время, горизонт исследования составляет 25 лет, начиная с 2015 года.



Основная цель генерального плана, заключается в документировании используемого подхода и проведении анализа для достижения наиболее соответствующего метода в целях удовлетворения спроса на электроэнергию в Таджикистане с учетом технических и экономических соображений.

Заключительная версия генерального плана была подготовлена для представления параметров, критериев и вариантов выработки, а также для описания, разработки и анализа планов расширения единой энергосистемы для новых дополнений выработки и передачи с учетом увеличения спроса, изнашивания и устаревания оборудования по выработке и экономических затрат потенциальных ресурсов выработки для удовлетворения растущего спроса.

1.3 СБОР ИНФОРМАЦИИ

Начальный визит совместно со специалистом по энергетике и специалистом по выработке состоялся в период с 10 июля по 23 июля 2012 г.

До прибытия специалисты предоставили БТ список необходимой информации по прогнозированию спроса и планированию выработки. В период пребывания в Душанбе специалисты провели встречи с несколькими местными консультантами и другим персоналом проекта. Была организована поездка на каскад Варзобских ГЭС недалеко от Душанбе, которая позволила консультантам получить ценную информацию о работе энергосистемы Таджикистана вместе с видом на неровность рельефа страны.

В БТ была проведена встреча с рабочей группой БТ по техническим вопросам под председательством Заместителя председателя БТ, в ходе которой были обсуждены ряд вопросов, связанные с проектом. Встречи с другими должностными лицами БТ состоялись во время различных мероприятий, в процессе которых обсуждения были сосредоточены на нескольких тематиках, относящихся к процессу планирования. Данные дискуссии были посвящены необходимости получения существующих Соглашений на закупку электроэнергии, существующих отчетов по планированию, отчетов по прогнозированию спроса, критериев планирования, перспектив использования возобновляемых источников энергии для Таджикистана и технических отчетов по отдельным проектам.

Вторая миссия по сбору информации была проведена специалистом по энергетике с 4 сентября по 4 октября 2012 года для проведения дополнительных встреч и сбора недостающих данных. В период данной миссии были собраны значительные данные о деятельности по прогнозированию спроса. Также был установлен контакт с несколькими министерствами и проведены встречи о плане экономического развития Таджикистана.

Члены команды проекта посетили город Душанбе с 7 февраля по 4 марта 2013 года и с 1 мая по 15 мая 2013 с целью посещения необходимых министерств и учреждений, проведения обсуждений по проекту, получения моделей, которые будут использоваться в рамках проекта и сбора дополнительных и отсутствующих данных.

Работа по подготовке ГПРЭС была приостановлена в сентябре 2013, в ожидании публикации отчетов по ТЭО на строительство Рогунской ГЭС. Работа по ГПРЭС возобновилась, когда они стали доступны в начале 2014 года. Специалист по энергетическим системам находился в Душанбе с 8 марта по 17 марта 2014 для перезапуска проекта, и с 28 октября по 13 ноября 2014 для работы с официальными лицами Министерства энергетики и водных ресурсов (преемник МЭП) и сбора ТЭО для различных ГЭС и ТЭЦ, которые не были предоставлены ранее.

Проект отчета Генерального плана был опубликован и представлен заинтересованным сторонам в начале июня 2015 года. Комментарии были получены в конце сентября 2015 года, которые требовали разъяснений от БТ и Министерства. Разъяснения были получены в середине декабря 2015 года и в марте 2016 года.

В Приложении А предоставлен перечень данных, собранных по настоящее время.

1.4 СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА

1.4.1 Основные разделы отчета

Данный отчет состоит из девяти разделов и пяти приложений:



- Раздел ES** Содержит краткий обзор общего содержания отчета, с акцентом на секторе электроэнергии в Таджикистане, электроснабжении и спросе, параметрах планирования и критериях, генерирующих ресурсах и технологиях, изложенных и анализированных планах расширения выработки, планах расширения передачи для выбранного плана расширения выработки, экономическом и финансовом анализе и основных выводах, вытекающих из проведенных исследований.
- Раздел 1** Введение, представляет предысторию этого отчета, цель отчета, процесс сбора данных и справочный объем работ
- Раздел 2** Энергетический сектор в Таджикистане, представляет краткий обзор нормативной и институциональной базы, включая внедрение основных игроков в этом секторе, дает обзор ситуации спроса и предложения в Таджикистане включая оцененный неудовлетворенный спрос в зимний период, требования ТАЛКО и исторический пик спроса, показывает существующие соглашения о закупке электроэнергии и описывает существующую передачу
- Раздел 3** Предложение и спрос на электроэнергию, представляет подход и методологию, используемую для достижения прогнозирования спроса при базовом или среднем прогнозировании, а также для низких и высоких прогнозов, выводит прогнозы и представляет краткосрочный баланс электроэнергии и мощности
- Раздел 4** Представляет параметры планирования и критерии, которые будут использоваться на протяжении всего исследования, связанного с горизонтом планирования, экономикой, в том числе учетной ставкой, курсами валют, стоимостью потерь и затратами на ожидаемый дефицит энергии, в том числе критериями надежности, критериями выбросов, ресурсами выработки кандидатов, ПО для планирования выработки, ценами на топливо, передачи и будущими региональными перетоками
- Раздел 5** Ресурсы Выработки и Технологии представляет перечень ресурсов выработки наряду с импортом и мер по повышению энергоэффективности, которые могут быть доступны при удовлетворении возросших потребностей в ресурсах. Ресурсы включают в себя гидроэлектрические проекты, тепловые проекты, не гидроэнергетические возобновляемые проекты и другие источники энергии. Предоставляется первоначальный отбор ресурсов генерации.
- Раздел 6** Планы расширения генерации, описывает основные факторы принятия решений, используемые для разработки и развития сценариев расширения генерации (для национальной энергосети Таджикистана), которые были исследованы при подготовке ГПРЭС, представляет сценарии расширения генерации вместе с их соответствующим анализом и результатами и выбирает наименее затратные планы расширения генерации
- Раздел 7** Планы расширения передачи для выбранных сценариев, здесь описывается применяемый подход, указывается полученная соответствующая информация, приводится анализ существующей системы передачи электроэнергии, указаны объекты передачи, необходимые для передачи вырабатываемой электроэнергии и удовлетворения спроса в рамках двух выбранных сценариев увеличения выработки, а также капитальные затраты, связанные с необходимыми объектами.
- Раздел 8** Общая стоимость и инвестиционный план, здесь представлен экономический анализ совместной системы выработки и передачи, а также представлен инвестиционный план, в экономическом и финансовом выражении, для двух выбранных планов расширения системы
- Раздел 9** Основные выводы, представляет собой список ресурсов выработки наряду с импортом и мерам по повышению энергоэффективности



- Приложение А** Список собранной информации, состоит из перечня информации, собранной из различных источников начиная с начального визита по настоящее время.
- Приложение В** Мощность и электроэнергия выбранных гидроэлектростанций, представляет гидрологические исследования, проведенные для определения мощности и электроэнергии для существующих на реке Вахш ГЭС, для Кайраккумской ГЭС после реконструкции и ГЭС-кандидатов с предварительным ТЭО или ТЭО
- Приложение С** В данном разделе приводится краткое описание энергетических ресурсов, имеющихся для выработки электрической энергии, в том числе отечественного и импортного топлива, а также технологий выработки, применимых для Таджикистана. Также здесь приведены основные технико-экономические параметры подходящих технологий.
- Приложение D** Подробный график добавления и списания и общая стоимость системы с разбивкой по сценариям, содержит подробную информацию о системных дополнениях, списанию и эффективности для каждого разработанного и проанализированного плана расширения выработки. В нем также представлены ежегодные расходы на прирост основного капитала, эксплуатацию и техническое обслуживание, расходы на топливо и потенциальные доходы, полученные от продажи договорной и/или избыточной электроэнергии
- Приложение Е** Планы расширения передачи, здесь подробно описываются объекты передачи, необходимые для передачи вырабатываемой электроэнергии и удовлетворения спроса для двух планов увеличения выработки. В нём также определены расходы, связанные с необходимыми объектами передачи.

1.4.2 Объем работ

В объёме работ по Генеральному плану, представленном в разделе 3, подзадаче В1 Технического задания, говорится следующее:

- (iv) Оценка потенциальных источников энергии для развития генерации; подготовить и проанализировать варианты.*
- (v) Анализ существующих соглашений на покупку электроэнергии, подписанных с соседними странами, чтобы понять их влияние или долгосрочные последствия по вопросам национальной экономики и энергетической безопасности.*
- (vi) Идентификация серии технически возможных и экономически оптимизированных долгосрочных сценариев расширения генерирующих мощностей на следующий 20-летний период с учетом данных перспектив развития генерации в стране, а также за счет торговли с соседними странами.*
- (vii) Моделирование существующей сети передачи с использованием PSS/E или подобного программного обеспечения и проведение анализа потока нагрузки, короткого замыкания, динамической устойчивости и надежности для выявления затруднений и меры по исправлению положения.*
- (viii) Изучение необходимых расширений в каждой изолированной сети, чтобы справиться с будущим спросом на электроэнергию и взаимосвязи сети электростанций, определенных в плане развития выработки.*
- (ix) Разработка серии планов по расширению передачи и распределения, подогнанных под прогнозирование спроса и сценариев расширения выработки, обеспечивающих эффективную и надежную систему подачи для всех возможных сценариев работы.*



(x) Разработка базы данных затрат для оценки затрат, связанных с каждым предложением развития. База данных затрат должна включать в себя методику для обновления расходов в будущем с отражением эскалацией цен.

(xi) подготовка оценки годовой финансовой потребности и чистой приведенной стоимости генерирующих, передающих и распределительных инвестиций, связанных с каждым развитием систем, выявленным в процессе генерального планирования.

(xii) предоставление подробной 20-летней программы капитальных работ и составление подробных отчетов по проектам, которые должны быть охвачены в первые 10 лет.

(xvii) Анализ воздействия и выгод, особенно для создания списка приоритетных проектов для руководства инвестиционной программы энергетического сектора.



2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР ТАДЖИКИСТАНА

В данном разделе представлен краткий обзор перспектив энергетического сектора в Таджикистане. В нем определены участвующие субъекты, описаны существующая нормативная и институциональная база, представлен обзор поставок, описываются существующие соглашения о закупке электроэнергии, резюмируется существующее и историческое электроснабжение, в том числе для ТАЛКО и оценка неудовлетворенного спроса и описывается существующая передача.

2.1 ВВЕДЕНИЕ

Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (МЭВР) отвечает за весь энергетический сектор Таджикистана, куда входят э/энергетический и нефтегазовый сектора. Ранее данная ответственность была возложена на Министерство энергетики и промышленности (МЭП), но оно было реформировано. Также МЭВР несет ответственность за энергетическую политику и разработку стандартов.

Страна поделена на пять электроэнергетических регионов:

- Согд (Север)
- Хатлон (Юг)
- Душанбе и близлежащие районы
- Районы республиканского подчинения (РРП), без Душанбе
- Горно-Бадахшанская Автономная область

Электроснабжение первых четырех областей осуществляется основной энергетической системой Барки Точик (БТ), в то время как электроснабжение потребителей Горно-Бадахшанской Автономной области осуществляется компанией Памир Энерджи.

Вся э/энергетическая система Таджикистана была спроектирована 70 лет назад. Первая Варзобская ГЭС была введена в эксплуатацию в 1936 году, в то время как последняя большая ГЭС, Сангтудинская ГЭС вступила в строй в 2012 году. Хотя в последнем разделе представлена дополнительная информация, следует также отметить самые крупные ГЭС Таджикистана: Нурекская ГЭС мощностью 3 000 МВт, Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт и Байпазинская ГЭС мощностью 600 МВт.

2.2 НОРМАТИВНАЯ И ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ БАЗА

Министерство энергетики и водных ресурсов и Министерство экономического развития и торговли (МЭРТ) несут ответственность за многие аспекты энергетического сектора в Таджикистане. В МЭРТ есть группа, которая рассматривает вопросы, связанные с планированием и статистикой. Кроме того и другие министерства и ведомства занимаются решением вопросов, связанных с энергетикой, и сюда входят:

- Комитет по охране окружающей среды, который регулирует устойчивое управление энергетическими ресурсами и контролирует правила охраны окружающей среды (выбросы, загрязнение, отходы)
- Министерство финансов, которое предоставляет финансовую помощь для проектов по повышению энергоэффективности и других учреждений, включая ГАЗК
- Государственный комитет по инвестициям которому поручено создание привлекательных условий для привлечения инвестиций
- Антимонопольная служба (АМС), которая устанавливает цены на электроэнергию и электрические тарифы
- Агентство по статистике при Президенте Республики Таджикистан, которое составляет энергетическую статистику
- Государственное агентство по измерениям, стандартизации и сертификации
- Другие институты, связанные со строительством, транспортом и промышленностью



Как видно из вышесказанного, необходима координация их деятельности. В среднесрочной и долгосрочной перспективе она будет становиться все более и более необходимой.

Регулирование деятельности энергетического сектора входит в обязанности Антимонопольной службы при Правительстве Республики Таджикистан (АМС). АМС отвечает за методологию тарифов, рассмотрение предложений по уровню тарифов, качество обслуживания, жалобы потребителей и неконкурентное поведение. МЭВР отвечает за лицензирование, утверждение инвестиционных планов, а также технических стандартов и стандартов безопасности. Окончательное утверждение и изменение тарифов для конечных пользователей находится в компетенции Правительства Республики Таджикистан.

Вливание иностранных инвестиций в электроэнергетический сектор разрешено и поддерживается Законом. Для строительства новых генерирующих станций необходимо разрешение Правительства РТ, и оно должно проводиться на тендерной основе. Иностранным инвесторам могут быть предоставлены налоговые и другие льготы.

2.2.1 Общие вопросы

Развитие энергетического сектора Республики Таджикистан регулируется следующими законами и правовыми актами:

- Конституция Республики Таджикистан
- Закон РТ «Об энергетике»
- Закон РТ «Об энергосбережении и энергоэффективности»
- Закон РТ «О приватизации государственного имущества»
- Закон РТ «О лицензировании отдельных видов деятельности»
- Закон РТ «О концессиях»
- Закон РТ «Об использовании возобновляемых источников энергии»
- Закон РТ «О безопасности гидротехнических сооружений»
- Закон РТ «Об охране окружающей среды»
- Налоговый кодекс Республики Таджикистан
- Водный кодекс Республики Таджикистан
- Ряд отраслевых Постановлений Правительства РТ
- Другие нормативно-правовые акты и международные нормы, признанные РТ.

Эти нормативно-правовые акты определяют политику и регуляторные мероприятия Правительства в секторах энергетики и энергосбережения, а также полномочия Правительства и других соответствующих государственных органов. Они также определяют процедуры администрирования энергокомпаний и права собственности в энергосекторе, в том числе защиту прав потребителей. Они указывают на необходимость наличия специализированного Государственного агентства по энергоконтролю, которое будет заниматься определением стандартов эффективного использования электроэнергии, процедурами сертифицирования и метрологии, а также определением ответственности при нарушении энергетического законодательства.

В следующих подразделах представлено краткое описание вышеуказанных законов и правовых актов.

2.2.2 Закон РТ «Об энергетике»

Законодательная база энергетического сектора была введена с принятием Закона «Об энергетике» за № 123 от 10 ноября 2000 года. Настоящий Закон определяет, что «все лица в энергетическом секторе могут функционировать в рамках различных форм собственности (государственные, частные, общественные, смешанные и совместные)». Тем не менее, Закон сохраняет право за Правительством или делегированными государственными учреждениями управлять энергетическим сектором. Этот закон также рассматривает особенности того, как



функционирует энергетический сектор, который включает: деятельность в области мониторинга энергетических компаний, защиту своего имущества и защиту прав потребителей, определение политики установки тарифов в энергетическом секторе, и установку полномочий правительства по утверждению концессионных соглашений на энергетических объектах, в том числе уступки для иностранных инвесторов. Новая редакция данного Закона, предложенного Правительством РТ, была принята с изменениями и дополнениями 30 мая 2007 года.

2.2.3 Закон РТ «Об энергосбережении и энергоэффективности»

Закон «Об энергосбережении и энергоэффективности» № 1018 от 19 сентября 2013 г. регулирует общественные отношения в области энергосбережения и энергоэффективности и определяет порядок использования энергетических ресурсов и продуктов. Закон предназначен для контроля и содействия эффективному использованию энергетических ресурсов и продуктов, разработки и реализации эффективных технологий в различных секторах для использования энергетических ресурсов, надзору и контролю за эффективным использованием энергетических ресурсов в государственном секторе, чтобы защитить окружающую среду и стандартизировать и заверить энергоэффективное оборудование, материалы, здания, транспортные средства и другие энергоемкие продукты.

2.2.4 Закон РТ «О приватизации государственного имущества»

Закон РТ «О приватизации государственного имущества» от 16 мая 1997 года, с изменениями и дополнениями от 2002 и 26 марта 2009 года.

2.2.5 Налоговый кодекс Республики Таджикистан

Часть Налогового кодекса от 3 декабря 2004 года определяет «роялти на воду». Однако, в поправке номер 774 от 28 июня 2011 года, в Водный кодекс Республики Таджикистан говорится, что ГЭС мощностью менее 30 000 кВт освобождаются от роялти.

2.2.6 Другие законы и аспекты

Есть и другие законы, которые также вносят свой вклад в нормативную и институциональную базу и некоторые из них кратко упомянуты ниже.

До недавнего времени, энергоэффективность не регулировалась законом «Об энергосбережении» № 524 от 6 февраля 2002 г. Целью данного Закона было предоставление законодательной базы для государственной политики по энергосбережению, с учетом интересов потребителей, поставщиков и производителей энергии. Он также был направлен на стимулирование научной работы и внедрение энергосберегающих технологий и информационных механизмов повышения энергоэффективности.

На сегодняшний день не существует отдельного Закона о возобновляемых источниках энергии, но ведется работа по использованию возобновляемых источников энергии, особенно малых ГЭС. Последние несколько лет, Таджикистан уделяет большое внимание энергосбережению/энергоэффективности. Например, в 2009 году был издан Указ Президента РТ о переходе на использование энергосберегающих ламп в общественных помещениях и на улицах. Также 240 тысяч семей с низким уровнем дохода были обеспечены энергосберегающими лампами в количестве 1 920 000 штук.

Существует также закон, касающийся безопасности гидротехнических сооружений, которым должна соответствовать каждая ГЭС.

2.2.7 ОАХК «Барки Точик»

БТ является вертикально интегрированной компанией. Это открытое акционерное общество, в котором все акции принадлежат государству, управляется председателем, который назначается и отчитывается Президенту Республики Таджикистан. Существует наблюдательный совет, в состав которого входят министры под председательством премьер-министра. Председатель и заместители председателя БТ отвечают за конкретные виды деятельности (например, выработка, распределение, передача, сбыт, финансы и прочее).



В прошлом энергетические системы Севера и Юга страны создавались как отдельные системы, когда потребности северной энергетической системы удовлетворялись за счет местных вырабатывающих гидроэлектростанций и электроэнергии, поставляемой из РРП и южных регионов страны через энергосистему Узбекистана. Эта ситуация изменилась только в ноябре 2009 года после введения в эксплуатацию линии электропередач 500 кВ, соединяющую Душанбинскую и Согдийскую подстанции 500 кВ (находящиеся на расстоянии примерно 215 км друг от друга).

2.2.8 Памир Энерджи

Горно-Бадахшанская Автономная область является малонаселенной и в зимний период отрезана от остальной части страны. Обеспечение э/энергией этой области является непростой задачей. Памир Энерджи представляет собой инновационное партнерство между Правительством РТ и международным сообществом.

Компания Памир Энерджи была основана в декабре 2002 года и взяла под свой контроль большую часть активов БТ в Горно-Бадахшанской Автономной области на основе 25-летнего концессионного соглашения.

2.3 ОБЗОР ПОСТАВОК

Следующие разделы представляют описание ситуации с электроснабжением и спросом на электроэнергию, сложившейся в стране за последние несколько лет. В них особое внимание уделяется энергосистеме БТ.

2.3.1 Поставки ОАХК «Барки Точик»

Общая установленная мощность в сети БТ составляет 5 346 МВт с учетом второго агрегата Сангтудинской ГЭС-2 мощностью 110 МВт. Мощность ГЭС составляет 4 928 МВт (92%). Имеется две гидроэлектростанции, работающие на основе строительства, владение, эксплуатация и передача (СВЭП) (Сангтудинская ГЭС-1 и Сангтудинская ГЭС-2) общей установленной мощностью 990 МВт.

В Таблица 2-1 представлена информация по гидроэлектростанциям Таджикистана с указанием их среднегодовой выработки и года ввода в эксплуатацию. Существует три теплоэлектроцентрали (ТЭЦ); Душанбинская ТЭЦ-1, Душанбинская ТЭЦ-2 и Яванская ТЭЦ. В течение последних нескольких лет Яванская ТЭЦ не работала в связи с отсутствием топлива и потребителей горячей воды, тогда как Душанбинская ТЭЦ-1 работает в ограниченном режиме из-за нехватки топлива. На Душанбинской ТЭЦ 1 и Яванской ТЭЦ могут использоваться природный газ или мазут. (тяжелое топливо) Душанбинская ТЭЦ-2 работает на угле, первый агрегат этой ТЭЦ мощностью 50 МВт был введен в эксплуатацию в январе 2014 года, и в сентябре 2014 года был введен в эксплуатацию второй агрегат. Третий и четвертый агрегаты Душанбинской ТЭЦ-2 планируется ввести в эксплуатацию к 2017 году, мощность каждого из этих агрегатов составит 150 МВт.

В среднем, ГЭС могут вырабатывать в общей сложности 19 492 ГВт-ч электроэнергии в год (45% коэффициент использования установленной мощности), но выработка значительно снижается в позднесенне-зимний период в связи с сокращением гидрологических потоков, что серьезно влияет на способность системы удовлетворять спрос. Лишь несколько агрегатов прошли реконструкцию, тогда как большинству ГЭС БТ уже более 30 лет и они нуждаются в реконструкции. Имеются планы по реконструкции некоторых из имеющихся гидроэлектростанций (ГЭС), в том числе Нурекской ГЭС, Головной ГЭС и Кайраккумской ГЭС.

Две ГЭС каскада Варзобских ГЭС прошли реконструкцию, и после реконструкции общая установленная мощность была увеличена на 9,5 МВт. Работы по реконструкции начнутся на агрегатах Кайраккумской ГЭС, а также готовится проект по реконструкции агрегатов Головной ГЭС.

Таблица 2-1: Вырабатывающие электростанции в системе выработки электроэнергии БТ



Электростанция		Кол-во агрегатов	Установл. мощность (МВт)	Годовой отпуск э/э (ГВтч)	Бюджет на восстановление (млн. дол. США)	Год ввода в эксплуатацию	График восстановит. работ
№	Название						
1	Нурекская ГЭС	9	3 000	11 200	300	1972-1979	2011-2016
2	Байпазинская ГЭС	4	600	2 500	40	1985-1986	
3	Каскад Вахшских ГЭС		285	1 360	270		2011-2016
	Головная ГЭС	6	240		180	1963-1967	2014-2020
	Перепадная ГЭС	3	30		60	1958-1960	
	Центральная ГЭС	2	15		30	1964	
4	Каскад Варзобских ГЭС		27	102	38		2011-2012
	Варзобская ГЭС-1	2	10		16	1936-1937	
	Варзобская ГЭС-2	2	14		22	1949	
	Варзобская ГЭС-3	2	4			1952	
5	Кайраккумская ГЭС	6	126	600	127	1956-1957	2011-2016
6	Сангудинская ГЭС-1	4	670	2 730		2008-2009	
7	Сангудинская ГЭС-2	2	220	1 000		2012	
8	Душанбинская ТЭЦ-1		198			1953-1968	
9	Яванская ТЭЦ		120			1969-1970	
10	Душанбинская ТЭЦ-2	2	100			2014	
Итого			5 346	19 492	775		

Источник: ОАХК «Барки Точик»

Как указано в Таблица 2-1 некоторые из гидроэлектростанций должны пройти реконструкцию и указанный график, возможно, было отложен из-за отсутствия выделенных средств, но, тем не менее данное исследование предполагает, что все электростанции пройдут реконструкцию до 2027 года. Таблица 2-2 представляет текущую доступную мощность и мощность после реконструкции, и эти значения были использованы при разработке планов расширения выработки.



Таблица 2-2: Мощность электростанций после реконструкции

Электростанция		Кол-во агрегатов	Установл. мощность (МВт)	Фактически доступная (МВт)	Мощность после модернизации ⁽³⁾
№	Название				
1	Нурекская ГЭС	9	3 000	2 690	3 069
2	Байпазинская ГЭС	4	600	550	600
3	Каскад Вахшских ГЭС		285	285	304
	Головная ГЭС	6	240	240	259
	Перепадная ГЭС	3	30	30	28
	Центральная ГЭС	2	15	15	17
4	Каскад Варзобских ГЭС		28	28	38
	Варзобская ГЭС-1	2	10	10	20
	Варзобская ГЭС-2	2	14	14	14
	Варзобская ГЭС-3	2	4	4	4
5	Кайраккумская ГЭС ⁽¹⁾	6	126	126	152
6	Сангтудинская ГЭС-1	4	670	670	670
7	Сангтудинская ГЭС-2	2	220	220	220
Подитог по ГЭС			4 929	4 569	5 053
8	Душанбинская ТЭЦ-1 ⁽²⁾		198	128	128
9	Яванская ТЭЦ		120	0	0
10	Душанбинская ТЭЦ-2 ⁽²⁾	2	100	88	88
Подитог по тепловым станциям			418	216	216
Итого			5 347	4 785	5 269

Прим.: (1) Общая установленная мощность после модернизации составляет 174 МВт

(2) Находится в эксплуатации в зимний период с октября по март

(3) Предполагается завершить к 2020 году

В Таблица 2-3 показаны объёмы электроэнергии, выработанной на ГЭС и ТЭЦ за период с 2002 по 2012 гг., а также объёмы импортированной и экспортированной электроэнергии за этот же период. С 2002 по 2010 гг. наблюдался чистый импорт электроэнергии, но в 2011 и 2012 гг. Таджикистан стал чистым экспортером электрической энергии.

Таблица 2-3: Выработка э/энергии в энергосети БТ с 2002 до 2012 гг. (ГВтч)

Источник	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ГЭСы				16 815	16 503	16 936	14 496	14 007	14 558	13 828	14 345
ТЭЦ				99	197	336	252	147	27	34	40
Подитог (ГВтч)	15 105	16 302	16 352	16 913	16 700	17 272	14 748	14 155	14 585	13 862	14 385
Импорт	1 052	1 061	1 081	1 042	1 557	1 057	1 917	1 276	339	65	14
Экспорт	266	1 017	694	798	948	969	1 054	1 232	179	190	675
Сангтудинская ГЭС-1							1 106	1 698	1 616	2 152	1 863
Сангтудинская ГЭС-2											498
Итого доступно (ГВтч)	15 891	16 346	16 739	17 157	17 309	17 360	16 717	15 897	16 361	15 888	16 085

Две новые гидроэлектростанции были добавлены к системе, на основе СВЭП, Сангтудинская ГЭС-1 в 2008 году и Сангтудинская ГЭС-2 в 2012 году (один из двух энергоблоков). Как видно из



Таблица 2-3, ожидается, что эти две ГЭС внесут существенный вклад в общую доступность энергии в стране. Показатели выработки электроэнергии указывают на то, что ГЭС восполняют большую часть потребностей Таджикистана в энергии, и что в последние два года по сравнению с предыдущими годами, когда наблюдался чистый импорт электроэнергии, произошёл сдвиг к чистому экспорту.

Общие объёмы доступной электроэнергии в Таджикистане оставались на прежнем уровне с 2002 по 2012 гг., несмотря на то что в некоторые годы эти показатели были выше, чем в другие.

На Рисунок 2-1 в графическом виде представлена выработка электроэнергии в Таджикистане. Из рисунка видно, что после 2007 года выработка электроэнергии гидроэлектростанциями БТ сократилась, что было компенсировано за счёт Сангтудинских ГЭС. Также из рисунка видно изменение системы с чистого импортёра на чистого экспортёра электроэнергии.

На протяжении последних 11 лет Душанбинская ТЭЦ-1 вырабатывала небольшие объёмы электроэнергии, выработав в 2007 году максимальный объём электроэнергии в 336 ГВтч, что было связано с отсутствием топлива для работы ТЭЦ поздней осенью и в зимний период, при наличии ресурсов она может вырабатывать 600 ГВтч электроэнергии и больше.

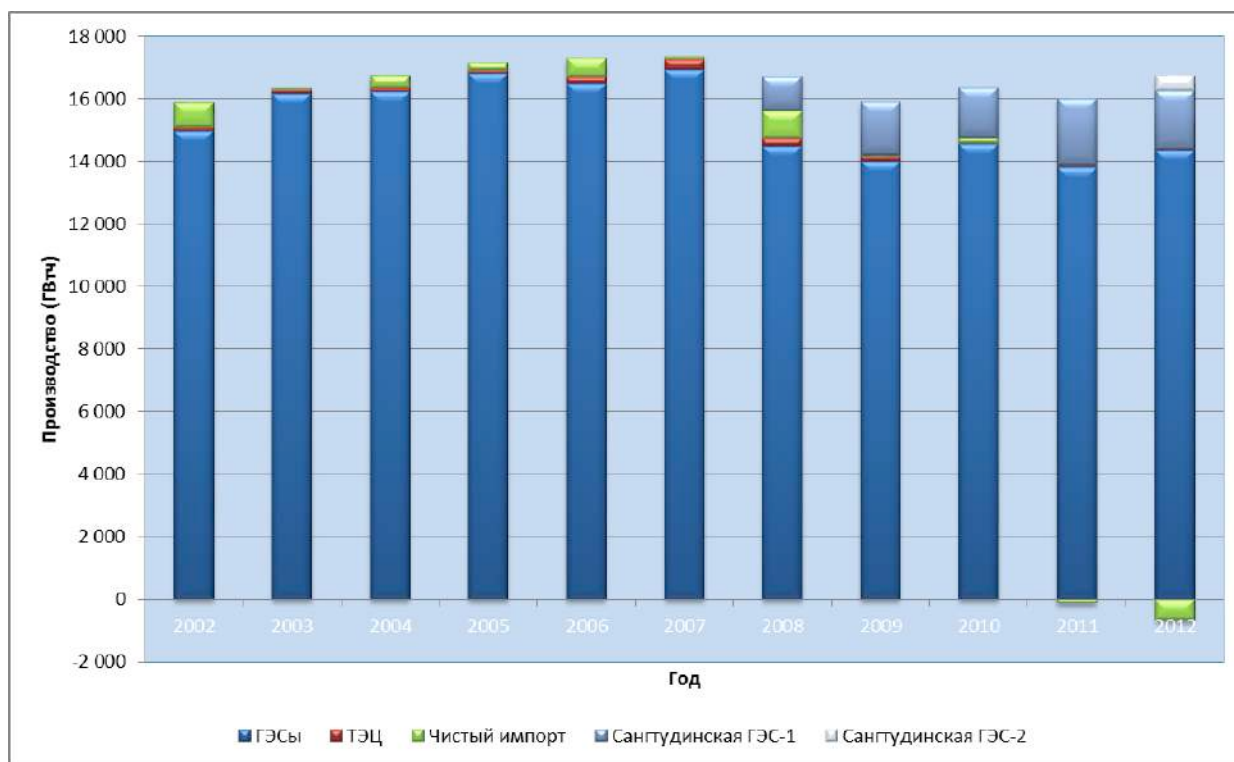


Рисунок 2-1: Выработка электроэнергии и чистый импорт за прошедшие периоды

Приложение В1 представляет результаты исследований, проведенных для получения оценок эксплуатации существующей системы каскада Вахшских ГЭС при средней и твердой (95% вероятности превышения), состоящей из Нурекской ГЭС и пяти других ГЭС, работающих в каскаде. Приложение В2 представлены аналогичные оценки электроэнергии, но для Кайраккумской ГЭС.

Энергетические оценки Варзобского каскада были получены из моделей выработки предыдущего года.

2.3.2 Поставки Памир Энерджи

Основанная в декабре 2002 года, Памир Энерджи взял под свой контроль большую часть активов БТ в области ГБАО на основе 25-летнего концессионного соглашения. Общая установленная



мощность энергосистемы Памир Энерджи, состоящей только из ГЭС, составляет около 43 МВт, как показано в Таблица 2-4

**Таблица 2-4: Имеющиеся вырабатывающие электростанции Памир Энерджи**

№	Название станции	Установл. мощность (кВт)	Фактическ мощность (кВт)	Год ввода в эксплуатац
1	Памир	28 000	21 000	1994, 2005
2	Хорог	9 000	8 800	1970
3	Намангут	2 500	1 850	1974
4	Ванч	1 200	1 050	1968
5	Оксу (Мургоб)	640	300	1964
6	Калаи-Зумб	208	80	1959
7	Шучанд	832	550	1969
8	Савноб	80	40	1984
9	Сипанч	160	120	1992
10	Андарибак	300	260	1999
11	Техарв	360	300	1995
Итого		43 280	34 350	

Источник: МЭП

В дополнение к ГЭС Памир-1 и ГЭС Хорог, компания Памир Энерджи управляет и эксплуатирует еще девять малых/мини ГЭС в своей обширной зоне обслуживания. Эти ГЭС обеспечивают электроэнергией небольшие поселения и города.

Общая установленная мощность, находящаяся в управлении компанией, составляет 43 МВт. Следует отметить, что 95% имеющейся мощности получается из четырех крупнейших ГЭС.

На данный момент группа консультантов, занимающаяся подготовкой ГПРЭС, не располагает информацией о планах по увеличению доступной мощности ГЭС в системе Памир Энерджи.

2.4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ СОГЛАШЕНИЯ О ЗАКУПКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С СОСЕДНИМИ СТРАНАМИ

В настоящее время ОАХК «Барки Точик» имеет два соглашения на закупку электроэнергии (СЗЭ) с Афганистаном и одно с Кыргызстаном, это соглашение обновляется на ежегодной основе. Первое соглашение о закупке электроэнергии с Афганистаном было подписано 28 августа 2008 года, а второе - 20 ноября 2009 года.

По проекту CASA 1000 практически завершились переговоры между Таджикистаном, Кыргызстаном Афганистан и Пакистан. Доля гарантированного экспорта Таджикистана составляет 1 331,5 ГВтч электроэнергии в год, но при наличии могут быть экспортированы дополнительные объёмы электроэнергии (до 4 000 ГВтч).

2.4.1 Соглашение о закупке электроэнергии от 2008 года

Соглашение о закупке электроэнергии между БТ и компанией Da Afghanistan Breshna Moassasa Исламской Республики Афганистан было подписано 28 августа 2008 года с датой ввода в коммерческую эксплуатацию 1 апреля 2010 года. Срок Договора составляет 20 лет и поделен на две фазы; Фаза 1 началась 1 апреля 2010 года и завершится 30 апреля 2015 года, а фаза 2 начнется 1 мая 2015 года и завершится 30 апреля 2030 года.

Согласно соглашению о закупке электроэнергии точкой доставки будет граница между двумя странами. Линия передачи, соединяющая две электрические системы берет начало на подстанции 220 кВ Сангтудинской ГЭС - 1 и заканчивается в Пули-Хумри. Расстояние между подстанциями 220 кВ составляет 281 км, и в соответствии со схемой, приложенной к СЗЭ, линия электропередач представляет собой двухцепную линию, состоящую из двух проводов с сечением 400 мм² на фазу. Общие потери в линии передачи должны быть разделены в зависимости от расстояния, которое



линия занимает в каждой стране или 117/281 общих потерь в Таджикистане и 164/281 общих потерь в Афганистане.

Контрактную электроэнергию 1 007,6 ГВтч/год с ежегодным минимальным гарантированным уровнем электроэнергии 650,8 ГВтч планируется передавать в период с апреля по октябрь. Максимальная часовая поставка была установлена в количестве 178,8 МВтч. Однако Афганистан примет любую дополнительную электроэнергию, которую БТ может предоставить для экспорта. Это исследование предполагает, что твердый экспорт составляет 681,5 ГВтч в год.

Цена всей согласованной электроэнергии составляла 3,5 цента/кВтч с ежегодным увеличением на 3%. В 2015 году цена на электроэнергию составляла 3,79 цента/кВтч. СЗЭ содержит положение с изложением штрафов за отказ поставлять минимальную энергию, но штраф относительно небольшой.

СЗЭ составлено на английском и русском языке, английская версия документа превалирует, применимым законодательством является законодательство Таджикистана и Афганистана. Споры будут решаться в Лондонском суде международного арбитража с помощью правил закона о торговле Комиссии Организации Объединенных Наций по международному праву (ЮНСИТРАЛ).

2.4.2 Соглашение о закупке электроэнергии от 2009 года

Соглашение о закупке электроэнергии между БТ и компанией Da Afghanistan Breshna Moassasa Исламской Республики Афганистан было подписано 20 ноября 2009 года с датой ввода в коммерческую эксплуатацию 1 апреля 2010 года. Договор рассчитан на 4 года с даты ввода в коммерческую эксплуатацию и автоматически будет продлеваться на следующий период, если ни одна сторона не уведомит другую сторону о его прекращении, по крайней мере, за 30 дней до истечения срока окончания контракта. Для этого отчета предполагается, что данное СЗЭ будет обновляться по истечении каждого срока.

В соответствии с этим СЗЭ, две линии передают энергию из Таджикистана в Афганистан. Первая линия передачи является ЛЭП 110 кВ с началом на подстанции Герань 220/110/35 кВ и заканчивается на подстанции Кундуз в Афганистане. Вторая линия передачи берет начало на подстанции Нижний Пяндж 35/120 кВ и, вероятно, используется для обеспечения электроэнергией приграничных городов в Афганистане.

Мощность и электроэнергия не определены договором, линии электропередач будут выводить мощность и электроэнергию, определяемые диспетчерским центром БТ. Для целей исследования было предположено, что линии электропередач могут выводить максимум 50 МВт, и что электроэнергия будет экспортироваться, когда Таджикистан будет иметь излишек (в летнее время).

Согласованная цена для поставок электроэнергии составила 2,8 центов/кВтч без повышения.

2.4.3 СЗЭ с Республикой Кыргызстан

21 мая 2014 года было подписано одно СЗЭ между БТ и Национальной электрической сетью Кыргызстана. Соглашение должно было вступить в силу с 1 мая по 30 сентября 2014 года, и в СЗЭ не содержался пункт продления соглашения, но известно, что ежегодно согласовывается новый контракт.

В соответствии с СЗЭ, БТ должен поставлять 600 ГВтч электроэнергии на границе двух стран в период с мая по сентябрь с отклонением напряжения в $\pm 10\%$ и отклонением частоты в $\pm 0,2$ Гц. Ежедневные поставки должны быть согласованы между двумя электростанциями в соответствии с процедурами диспетчеризации.

Стоимость контракта была установлена на уровне 2,0 цента США/кВтч. Штрафы по договору не должны превышать 1% от суммы контракта (120 000 дол. США). Урегулирование споров должно происходить в стране ответчика в соответствии с законами страны ответчика.

2.5 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕКУЩЕГО СПРОСА И СПРОСА ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ

Команде проекта были предоставлены данные о потреблении электроэнергии за период с 2007 по 2012 гг. по каждому из четырех регионов с разбивкой по потребителям. БТ классифицировал этих потребителей по 6 основным категориям:



- Промышленные и сельскохозяйственные потребители (за исключением ТАЛКО и ирригации)
- Бюджетные организации и предприятия коммунального хозяйства
- Насосы и насосные станции
- Население
- Отопление жилых помещений
- ТАЛКО

На рисунках, начиная с Рисунок 2-2 до Рисунок 2-5, показано потребление электроэнергии по каждому региону и категориям потребителей за период с 2007 по 2012 годы. До недавнего времени потребление электроэнергии населением составляло большую часть в четырёх регионах за исключением Согдийской области, где доминирует насосное орошение, что говорит о сельскохозяйственной направленности деятельности в регионе. За последние несколько лет в Хатлонской области наблюдается повышение потребления электроэнергии на насосное орошение, которое стало превосходить потребление электроэнергии населением.

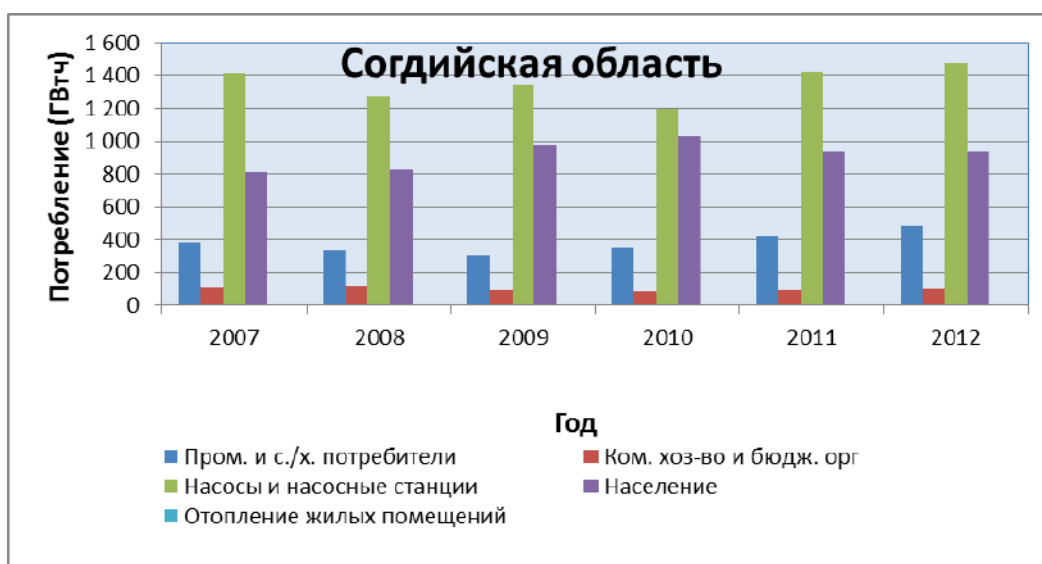


Рисунок 2-2: Потребление Согдийской области по категории потребителей

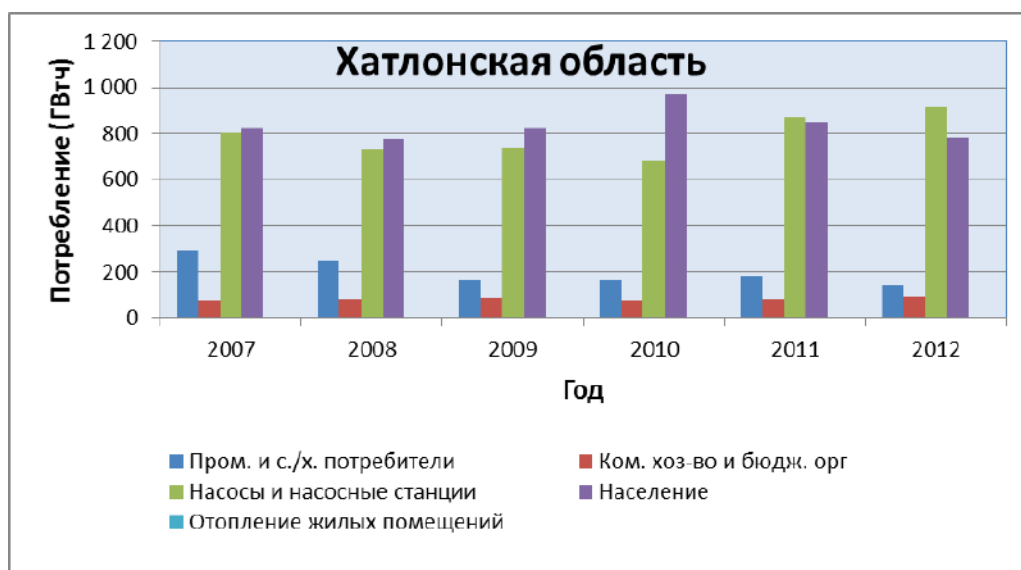


Рисунок 2-3: Потребление Хатлонской области по категории потребителей

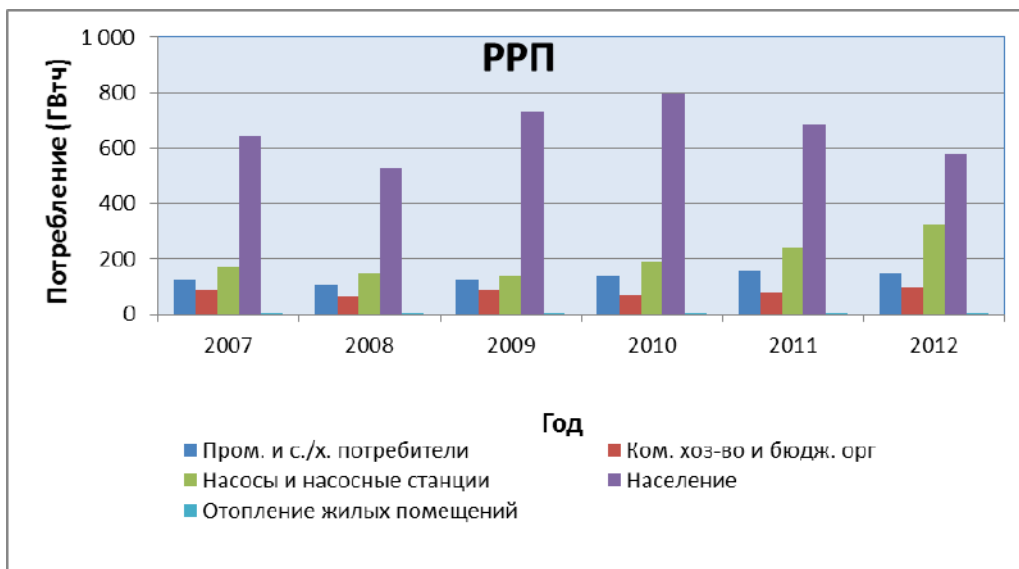


Рисунок 2-4: Потребление РРП по категории потребителей



Рисунок 2-5: Потребление Душанбинского региона по категории потребителей

В Таблица 2-5 представлено потребление электроэнергии по категориям потребителей с 2007 по 2012 годы, где ясно показано, что общее потребление не возросло за последние 6 лет. Тем не менее, 4% годовой рост произошел в категории бытовых потребителей и 2% годовой рост был достигнут в категории промышленных потребителей и насосных станций. Данный рост был компенсирован снижением потребления ТАЛКО.

Таблица 2-5: Потребление по категории потребителей



Категория потребителей	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012
Пром. и с./х. потребители	960	778	845	1 001	1 101	1 066
Ком. хоз-во и бюдж. орг	535	548	470	347	426	523
Насосы и насосные станции	2 583	2 378	2 397	2 194	2 661	2 853
Население	3 099	2 906	3 721	4 023	3 938	3 806
Отопление жилых помещений	2	1	8	4	8	20
Итого без учёта Талко (ГВтч)	7 178	6 611	7 443	7 569	8 134	8 268
ТАЛКО (ГВтч)	7 229	7 107	6 364	6 456	5 483	5 360
Итого по стране (ГВтч)	14 407	13 718	13 807	14 025	13 617	13 627

Источник: ОАХК «Барки Точик»

Рисунок 2-6 показывает общее потребление в сети БТ за 2007-2012 гг. Этот рисунок наглядно показывает, что ТАЛКО имеет самое большое потребление, затем следуют бытовые потребители, где потребление в течение последних 6 лет выросло с 22% до 28% в 2012 году. Третьей по величине категорией потребителей являются насосы и насосные станции.

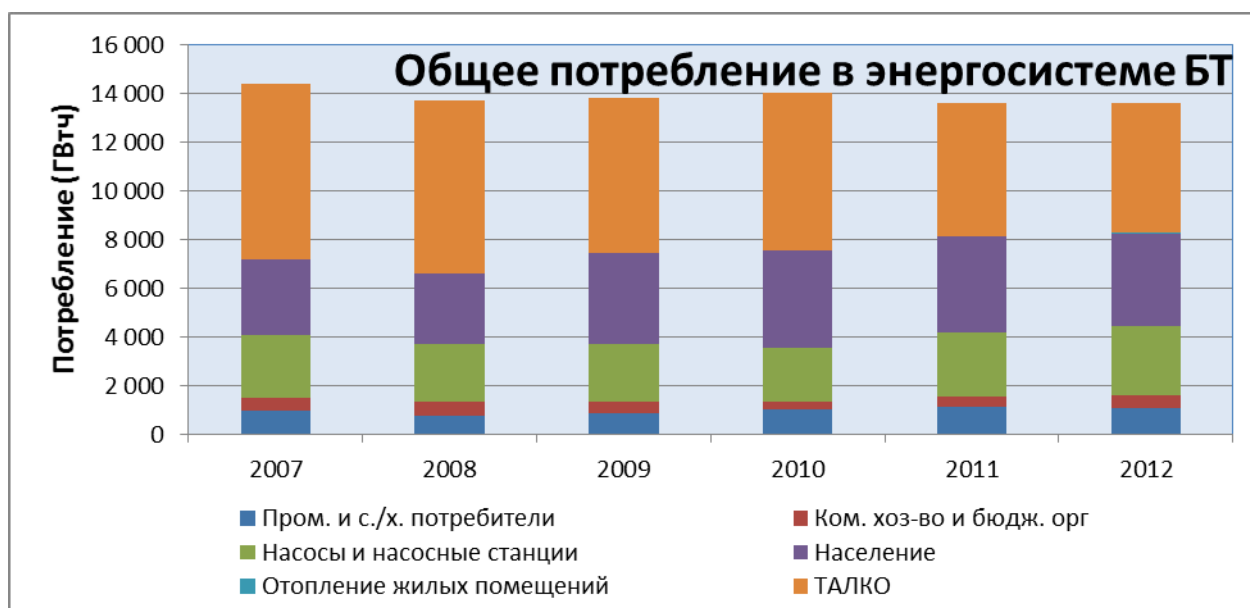


Рисунок 2-6: Общее потребление в энергосистеме БТ

2.5.1 Потери

На основании информации, предоставленной БТ, технические потери системы передачи были сокращены с 8% от поставок в 2007 году до 4,6% в 2012 году. Это можно объяснить, в частности, более широким использованием линий электропередач 500 кВ вместо ЛЭП 220 кВ. Также и дополнительными строящимися линиями электропередач 220 кВ, чтобы уменьшить заторы при передаче и перегрузки. Эти потери находятся в пределах потерь, наблюдаемых в различных системах электропередач.

Значения, представленные БТ показали, что общие потери распределительной системы составляют порядка 17% и остаются практически неизменными с 2007 г. Чистый показатель (общее количество электроэнергии, полученной от передачи минус потенциальные убытки



распределения, определяемых «нормативами») обеспечивает количество (кВтч), по которому должен быть выставлен счет.

В Таблица 2-6 указаны потери в системе с 2007 по 2012 гг. Известны общие потери в процентах или потери в системе, которые варьировались от 17,7% от поставок до 13,1%. Поскольку подход, используемый для определения прогноза спроса подразумевает, что вначале определяется потребление, а затем добавляются потери, потери в плане потребления более актуальны, и в этом случае они варьировались от 21,6 % до 15,1%.

Таблица 2-6: Потери в системе БТ за прошедшие периоды

Показатель	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Отпуск в сеть (ГВтч)	17 360	16 717	15 897	16 361	15 888	16 085
Потребление (ГВтч)	14 407	13 718	13 807	14 025	13 617	13 627
Разница (ГВтч)	2 953	2 999	2 090	2 336	2 272	2 458
Объявленные потери (ГВтч)	2 888	2 964	2 086	2 316	2 257	2 429
% от потребления	20,0	21,6	15,1	16,5	16,6	17,8
% от отпуска в сеть	16,6	17,7	13,1	14,2	14,2	15,1

Источник: Данные ОАХК «Барки Точик»

2.6 НЕУДОВЛЕТВОРЁННЫЙ СПРОС

Трудности, которые Таджикистан испытывал в энергетическом секторе в последние несколько лет, привели к тому, что образовались значительные объёмы недоотпущенной электрической энергии (количество электрической энергии, которую недополучили абоненты). За эти годы было проведено несколько исследований с указанием расчетного количества недоотпущенной электроэнергии и они варьировались между 2 650 ГВтч и 3 789 ГВтч за сезон (сезон длится с начала октября до конца марта). Недоотпущенная электрическая энергия во многом зависит от климатических условий, наличия воды для выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях и, в меньшей степени, от наличия мазута для работы Душанбинской ТЭЦ.

Имеющаяся информация БТ и из отчета ПРООН по Устойчивой энергетике предоставляют значения для недоотпущенной электроэнергии от 2 139 до 2 430 ГВтч. Чтобы использовать общий годовой объём неудовлетворённого спроса необходимо распределить его между различными категориями потребителей. Согласно имеющейся у нас информации Талко не ограничивается в объёмах поставляемой электроэнергии в зимний период, так как оно обеспечивается электроэнергией непосредственно из системы магистральных линий электропередач. При распределении объёмов недоотпущенной электрической энергии между категориями потребителей предполагается, что влиянию подвергнется только половина спроса предприятий коммунального хозяйства и бюджетных организаций, и так как орошение осуществляется в основном в летнее время, предполагается, что только 5% этого спроса будет ограничено. Жилой сектор сталкивается с наибольшими ограничениями, так что некоторые абоненты, в особенности, проживающие в сельской местности, имеют электроэнергию только несколько часов в день.

Предполагаемый годовой неудовлетворённый спрос в размере 2 430 ГВтч был распределён среди регионов согласно их весу в общем спросе, используемом для определения объёмов недоотпущенной электрической энергии. Таблица 2-7 представлены результаты распределения, где можно видеть, что на Душанбинскую область приходится 37% от общей недоотпущенной электроэнергии и 40% от общего бытового неудовлетворенного спроса.

Таблица 2-7: Распределение объёмов недоотпущенной электрической энергии по регионам и категориям потребителей



Категория потребителей	Согд	Хатлон	РРП	Душанбе	Итого
Пром. и с./х. потребители	224	66	68	131	489
Ком. хоз-во и бюдж. орг	23	20	22	54	120
Насосы и насосные станции	34	21	7	3	65
Население	428	360	265	693	1 746
Отопление жилых помещений	0	0	0	9	9
Итого (ГВтч)	709	468	363	890	2 430

2.7 ТАЛКО

Государственная алюминиевая компания (Талко) является крупнейшим потребителем электрической энергии в Таджикистане, потребляя большую часть электроэнергии в различные годы. Этот завод был построен в начале 70-х годов. в связке с Нурекской ГЭС. ТАЛКО является крупнейшим алюминиевым заводом в Центральной Азии и центральным элементом в производственной базе Таджикистана.

Спрос ТАЛКО варьируется от 5 360 ГВтч до 7 229 ГВтч в год. Это составляет 40-50% от общего спроса, при этом в 2012 году потребление электроэнергии было наименьшим. Снижение уровня потребления электроэнергии в 2012 году не может свидетельствовать о таком же спросе в последующие годы. Предполагается, что потребность Талко в электроэнергии в последующие годы будет порядка 6 500 ГВтч до того времени, пока не будет повышена эффективность и не будут приняты другие меры по снижению потребности в электроэнергии.

Следует признать, что в течение последних 2 лет, и вследствие различных причин, спрос ТАЛКО был значительно ограничен, но ожидается, что в самое ближайшее время уровень спроса ТАЛКО можно вернуть к своим прежним уровням.

2.8 ПИКОВАЯ НАГРУЗКА

БТ предоставила противоречивый ежемесячный пиковый спрос за 2008-2011 гг., что заставило нас проигнорировать тот набор значений. БТ также предоставил данные по почасовому электроэнергетическому потреблению энергосистемы на период 2006 – 2011 гг., анализ которых показал их последовательность. Рисунок 2-7 показывает ежемесячный пиковый спрос с 2008 по 2011 гг. (данные за 2010 г. не были доступны для всех регионов), в котором можно видеть, что пик спроса происходит либо в декабре или ноябре, с высоким спросом в январе, и летние месяцы показывают более низкий пик затем оставшаяся часть года.

За 2008 год пиковый спрос составил 3 490 МВт, а к 2011 году пиковый спрос снизился до 3 298 МВт. Как видно из Рисунок 2-7, пиковая нагрузка в 2008 и 2009 гг. значительным образом снизилась в феврале месяце, что могло быть вызвано большими ограничениями поставок электрической энергии.

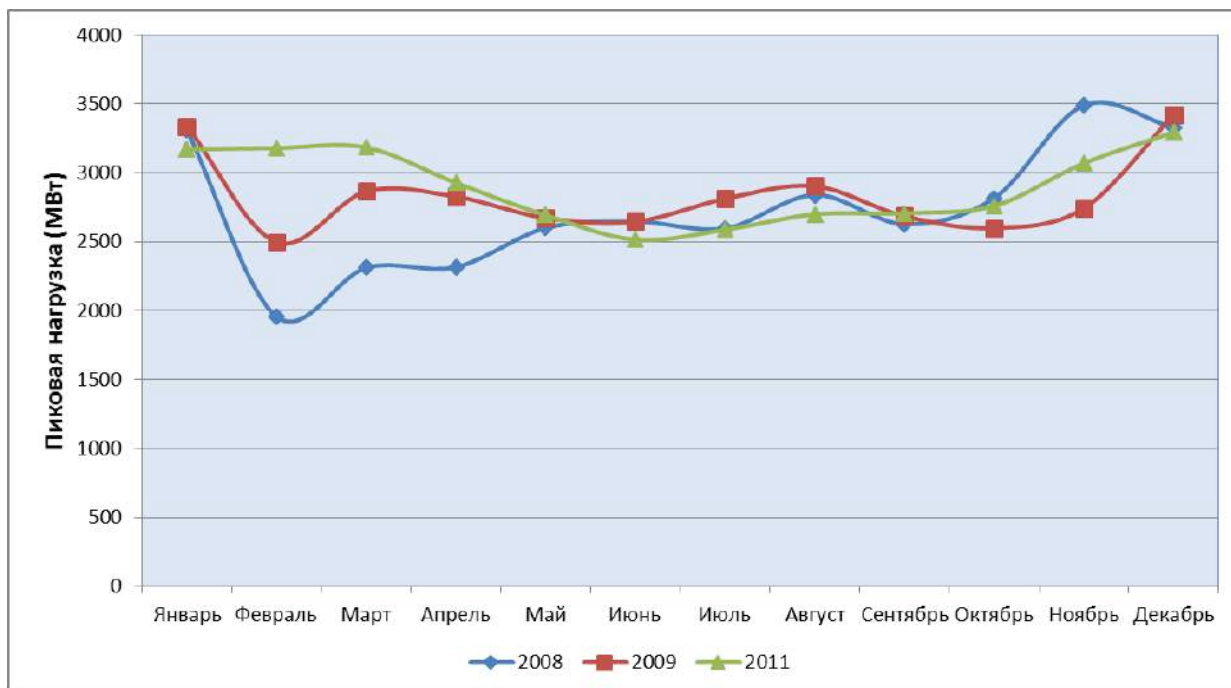


Рисунок 2-7: Пиковая нагрузка за прошедшие годы

2.9 ПЕРЕДАЧА

2.9.1 Существующие системы передачи ОАХК «Барки Точик»

Объединенная энергосистема БТ состоит из линий на трех различных уровнях напряжения: 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ. В настоящее время она включает в себя около 489 км линий 500 кВ, 1 960 км линий 220 кВ и 4 327 км линий 110 кВ. В систему передачи БТ входит три подстанции 500 кВ, 23 подстанции 220 кВ и 154 подстанций 110 кВ.

Линии электропередач 500 кВ включают двухцепную линию между Нурекской ГЭС и подстанцией Регар, одноцепную линию между подстанциями Регар и Душанбе, а также одноцепную линию между подстанциями Душанбе и Согд.

Система 220 кВ к югу от Душанбе может стать ограниченной в случае единичного аварийного отключения. Система 220 кВ к северу от Душанбе включает значительное количество поливной нагрузки и подвержена низким напряжениям и может быть также восприимчива к отложенному вынужденному полному восстановлению напряжения.

Линии 110 кВ разделены на две категории, к первой относятся те, которые используются для целей распределения и те, которые используются для целей передачи. Это добавляет уровень сложности, так как все линии 110 кВ будут преобразованы в объекты передачи. Ошибки распределения на этих объектах будут влиять на крупные электростанции и подключенные к ней сети ЭЭС. Если система распределения, которая работает при напряжении ниже 110 кВ не имеет такого влияния, так как ошибки изолированы от крупной электростанции и подключенной к ней сети ЭЭ трансформаторами. Таким образом, только ошибки, которые выключают преобразование между нижними уровнями напряжения и основной сетью энергосистемы, будут влиять на основную сеть энергосистемы.

На Рисунок 2-8 приведена карта с указанием системы высоковольтных линий электропередач по Таджикистану напряжением свыше 220 кВ.

2.9.2 Межгосударственные перетоки

Все межгосударственные перетоки между БТ и узбекской системой были отключены. Энергосистема БТ была связана с сетью Узбекистана линиями 500 кВ и 220 кВ. Линии 500 кВ соединяли подстанцию Регар с подстанциями Гузар и Сурхан в Узбекистане, и еще две цепи 220



кВ соединяли подстанцию Регар с подстанциями Гульча и Шерабад соответственно и 2 другие цепи 220 кВ соединяли подстанцию Согд с электрическими сетями энергосистемы 20.

Это действие повлияло на внутреннее функционирование объемной электрической системы БТ, поскольку большинство из объектов были запланированы с учетом эксплуатации этих объектов. Это требует от БТ усиления областей, которые стали перегруженными из-за этого действия. Это также оставляет БТ в долгосрочном затруднительном положении. Если существует возможность того, что через некоторые или все эти межгосударственные перетоки можно проводить электричество повторно, то будущие сценарии планирования должны рассмотреть этот вопрос.

В настоящее время между энергосистемой Таджикистана и энергосистемами других стран осуществляются только три основных межгосударственных перетока, это:

- Линия электропередач 220 кВ протяженностью 53 км, соединяет подстанцию Канибадам в Таджикистане и подстанцию 220 кВ Айгуль-Таш в Кыргызстане.
- Двухцепная линия передачи 220 кВ между Сангтудинской ГЭС (Таджикистан) и Пули-Хумри (Афганистан), которая позволит Таджикистану экспортировать до 400 МВт в Афганистан, была построена в 2011 году.
- Одноцепная линия электропередач 110 кВ протяженностью 63 км, которая идет из Таджикистана в Кундуз, Афганистан.

Кроме того, соединение CASA 1000, как ожидается, будет введена в эксплуатацию в начале 2021 года. Для данного энергообъединения необходимо будет построить линию электропередач 500 кВ переменного тока из Кыргызстана до подстанции Согд 500 кВ (протяженностью 477 км), построить линию электропередач 500 кВ от подстанции Регар до конвертерной подстанции «Сангтуда-1» (протяженностью 115 км), построить две преобразовательные подстанции постоянного тока мощностью 1 300 МВт, одну на Сангтуде а другую возле Новшера, а также высоковольтную линию электропередач постоянного тока ± 500 кВ от Сангтуде в Афганистан и Пакистан (протяженностью 800 км). Подтвержденные линии электропередач ОАХК «Барки Точик»

Перспективное развитие системы передачи, первоначально предоставленное рабочей группе, состояло из нескольких проектов, некоторые из которых были связаны с проектом CASA 1000, а другие с Рогунской ГЭС. Таблица 2-8 представляет собой перечень возможных подтвержденных проектов линий электропередач наряду с наиболее вероятными годами ввода в эксплуатацию. Следует отметить, что некоторые из этих линий возможно уже построены (от Душанбинской ТЭЦ-1 до Душанбинской ТЭЦ-2) или находятся в процессе строительства, а другие все еще ожидают финансирования.

Таблица 2-8: Перечень подтвержденных линий электропередач

Проекты по передаче электроэнергии	Вероятный срок ввода (год)
ЛЭП 220 кВ «Герань-Руми», в том числе реконструкция подстанций «Герань» и «Руми»	2015
ЛЭП 220 кВ «Кайраккумская ГЭС – Ашт»	2015
Двухцепная ЛЭП 220 кВ Душанбинская ТЭЦ-1 - Душанбинская ТЭЦ-2	20121
Линия электропередач 220 кВ Кайраккум - Согд	2017
Строительство двух двухцепных ЛЭП 110 кВ от Душанбинской ТЭЦ до врезки к существующей линии 110 кВ «Новая-Северная»	2014
2 трансформатора 220/110/35/10 кВ на подстанции Шахринау, каждый по 125 МВА	2015
Реконструкция ОРУ 220 кВ на Кайраккумской ГЭС	2017



Проекты по передаче электроэнергии	Вероятный срок ввода (год)
Строительство ЛЭП 220 кВ «Айни-Рудаки»	2017
Реконструкция подстанции Равшан 220/35/10 кВ (Турсунзадевский район) с учетом замены основного и вспомогательного оборудования и строительство нового ОРУ 110 кВ	2018
Строительство подстанции 110/10 с двумя трансформаторами мощностью 16 000 кВ по улице Кахорова, г. Душанбе	2013
Строительство подстанции 110/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 16 000 кВ по улице Бухоро, г. Душанбе, и строительство кабельной линии 110 кВ.	2013 - 2014
Реконструкция подстанции Регар 500 с заменой двух трансформаторов 500/220/35 кВ мощностью 2х3х267 МВА.	2013 - 2014
Строительство подстанции Бахористон 220/110/10 кВ в Согдийской области с двумя автотрансформаторами мощностью 125 МВА с развязкой к существующим линиям 110 – 220 кВ.	2020
Строительство двух подстанций 110/10 кВ на территории города Худжанда Согдийской области	2013-2014
Строительство подстанции Сайхун 220/110/10 кВ в городе Худжанде	2022
Строительство ОРУ 220 кВ на Душанбинской ТЭЦ	2021
Строительство линии электропередач 220 кВ и подстанции 220 кВ для электроснабжения СЭЗ «Дангара»	2018

2.9.3 Памир Энерджи

Энергосистема компании Памир Энерджи состоит из нескольких ГЭС и распределительных линий, использующих класс напряжения 35 и 10 кВ.

Распределение мощности от электростанций к центрам спроса осуществляется с помощью распределительных линий 35 кВ или 10 кВ. Распределительные линии 35 кВ устанавливаются как на двухцепных стальных опорах так и на одноцепных деревянных опорах. Данная область связана с Хатлонской областью (Юг страны), обслуживаемой БТ, посредством многокилометровой ЛЭП 35 кВ с ограниченной возможностью передачи э/энергии, а крупные центры нагрузки не связаны друг с другом из-за расстояния и уровня нагрузки.

Кроме этого система Памир Энерджи также взаимосвязана с распределительной системой Афганистана. Поэтому она может быть использована для поставок э/энергии в Афганистан.



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

64

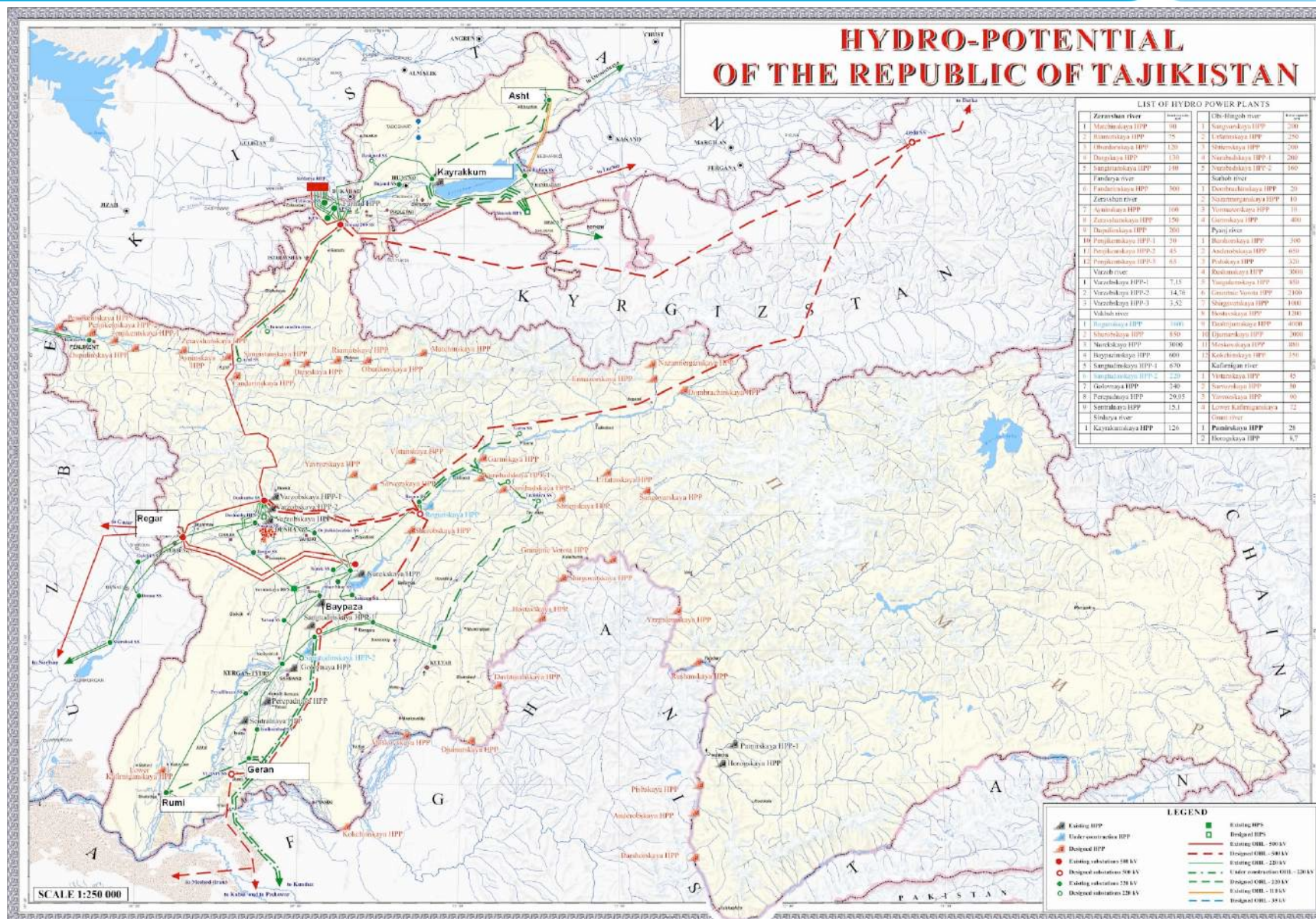


Рисунок 2-8: Упрощенная карта передачи



3. ПРЕДЛОЖЕНИЕ И СПРОС НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

В данном разделе представлены подход и методология, используемые для достижения прогнозирования спроса при базовом или среднем прогнозировании. Также для низких и высоких прогнозов, подготовлены прогнозы и представлен краткосрочный баланс электроэнергии и мощности, в том числе проекты по э/эффективности и экспорту твердого объема электроэнергии.

3.1 ВВЕДЕНИЕ

Прогнозирование нагрузки является основным элементом планирования работы электроэнергетического предприятия. Цель любого прогноза нагрузки состоит в расчёте наиболее вероятного уровня будущего спроса в качестве основы для планирования поставок электроэнергии. Сюда входят планирование распределяющих и передающих объектов, а также строительство и эксплуатация имеющихся и новых вырабатывающих электростанций.

В прогнозировании нагрузки помимо планирования системы, также входит анализ доходов и финансовое планирование. В общей структуре планирования результаты финансового анализа, в частности предполагаемые уровни тарифов, необходимые для поддержания плана развития, будут при возможности в необходимой степени использованы для корректировки прогноза нагрузки, и затем будет проведена проверка необходимости изменения плана расширения.

Основная цель данного исследования состоит в применении ряда аналитических методов для корректирования и прогнозирования накопленных статистических данных по потреблению электроэнергии до конца периода исследования. В ходе этого процесса будет определён предполагаемый спрос на каждом крупном пункте поставок в электроэнергетической системе Таджикистана.

Данный раздел отчета описывает исследования, представленные в Отчете о прогнозировании спроса и вследствие причин, указанных в Разделе 4, представляет прогнозы до 2039 г. при условии, что уровни повышения нагрузки будут теми же, что и в период с 2028 по 2032 годы.

3.2 Подход

Методология/подход к прогнозированию спроса, выбранные для подготовки необходимого прогнозирования по отдельной системе, в целом зависят от качества и доступности вводных данных. Доступность данных за прошедшие периоды играет ключевую роль в используемой методологии и последующих результатах прогнозирования, с учетом того, что доступность точных данных за как можно большие прошедшие периоды времени обычно способствуют подготовке более лучших прогнозов.

В прогнозировании спроса, указанном в Отчете о прогнозировании спроса исследуется неудовлетворенный/необслуженный спрос, а не применение мер по энергоэффективности, кроме тех, которые предоставлены для Талко. Эффективность мер по повышению энергоэффективности на прогнозирование спроса, включена в прогноз, представленный в этом разделе.

По причине того, что обычные подходы не могут быть применены непосредственно, в некоторых других исследованиях предлагалось использовать модифицированный подход к подготовке прогноза нагрузки, и команда проекта согласна с этим подходом. Предлагаемый подход основывается на концепции эконометрического моделирования, но без необходимости использования данных за прошедшие периоды.

В этом подходе используются связи между объяснительными параметрами и параметрами цели, то есть такие же, как и при эконометрическом анализе. Однако, фактические значения объяснительных параметров не основываются на (регрессионных) расчётах, а на предположениях и оценках, полученных на основании опыта других стран. Кроме того, подход сводится к двум основным объясняющим переменным, которыми являются развитие ВВП и развитие цен на электроэнергию. Связь устанавливается посредством (предполагаемой) эластичности спроса и (предполагаемой) эластичности цен на электроэнергию (в реальном исчислении).

По вышеприведённому подходу будущий годовой рост спроса на электроэнергию был получен путём умножения предполагаемого будущего роста уровня ВВП на его эластичность спроса за



определённый год, с корректировкой на возможное снижение потребления в результате повышения тарифов. Влияние последнего эффекта зависит от допущений по эластичности цен.

Как ранее упоминалось в анализе должен рассматриваться необслуженный спрос. С этой целью потребление электроэнергии в базовом году, к которому применяется процентное увеличение, должно увеличиваться на предполагаемое значение недоотпущенной электрической энергии для получения «фактического» спроса.

Прогноз сети БТ был получен в соответствии с подходом, описанным выше, и к этому был применен эффект мер по повышению энергоэффективности, что привело к снижению спроса. Кроме того, были добавлены требования СЗЭ для CASA 1000 и существующих СЗЭ для твердого объема энергии, чтобы получить общий спрос в сети БТ.

Чтобы определить устойчивость прогноза базового или среднего роста, консультанты проекта разработали два дополнительных сценария прогнозирования: низкий и высокий. Предполагается, что фактический спрос будет находиться в рамках, предложенных высоким и низким сценариями.

Детали по параметрам и допущениям по модели представлены в Отчете о прогнозировании спроса и краткое описание основных параметров представлено ниже, начиная с Таблица 3-1 до Таблица 3-5. Предполагается, что объёмы недоотпущенной электрической энергии составили 2 700 ГВтч в 2012 году.

Таблица 3-1: Уровень роста ВВП

Период	Базовый сценарий	Высокий рост	Низкий рост
2014-2018	6,0%	7,0%	5,0%
2019-2024	6,0%	7,0%	5,0%
2025-2032	5,0%	5,0%	4,5%

Таблица 3-2: Предполагаемое повышение тарифов

Сценарий спроса	Базовый рост		Высокий рост		Низкий рост	
Период	Повышение (% в год)	Тарифы (цент/кВтч)	Повышение (% в год)	Тарифы (цент/кВтч)	Повышение (% в год)	Тарифы (цент/кВтч)
2014-2016	10,3		8,2		13,9	2,5
2017	10,3	2,5	8,2		8,0	
2018	7,2		8,2	2,5	8,0	
2019-2027	7,2	5,0	6,5	4,4	8,0	5,8
2028-2032	0	5,0	0	4,4	0	5,8

Таблица 3-3: Эластичность по доходам и ценам

Категория потребителей	Эластичность по доходам	Эластичность по ценам
Промышленность и сельское хозяйство	0,90	0
Бюджетные организации и предприятия ком/ хоз-ва	0,70	-0,30
Насосы и насосные станции	0,50	-0,15
Население	0,90	-0,20
Отопление жилых помещений	0,90	-0,20
ТАЛКО	0	0



Таблица 3-4: Предполагаемый уровень потерь

Год	Уровень потерь (%)
2014	16,8
2015	15,9
2016	15,0
2017	14,6
2018	14,2
2019	13,8
2020	13,0

Таблица 3-5: Потребление Талко с учётом мер по повышению энергоэффективности

Год	Спрос (ГВтч)
2014	6 280
2015	6 060
2016	5 850

3.3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СПРОСА ОСНОВНОЙ СЕТИ БЕЗ УЧЕТА МЕР ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Прогнозы спроса, разработанные другими и рассматриваемые как часть этого задания, не включают в себя добавление больших энергоёмких проектов, которые могут быть добавлены к сети в будущем. Эти другие прогнозы рассматривают лишь органический рост.

В настоящем анализе еще на ранней стадии было определено, что этот прогноз должен включать наиболее вероятные новые «крупные» объекты, требующие электроэнергию. Для простоты определения эти проекты названы «потенциальные потребители электроэнергии». С Министерством энергетики и промышленности (МЭП) и БТ были проведены обсуждения для составления последовательного списка новых крупных объектов. В результате этого процесса было определено тринадцать «больших» проектов для реализации до 2020 года с общим потреблением в 1 160 ГВтч.

3.3.1 Среднее или базовое прогнозирование спроса

Прогнозирование основной энергосистемы при средних или базовых условиях показано в Таблица 3-6 для основной сети по категории потребителей для отдельных репрезентативных лет, включая потери. Таблица 3-7 представляет средний прогноз по регионам и категории потребителей для каждого года горизонта планирования. Предполагается, что нагрузка основной энергосистемы вырастет с 21 963 ГВтч (с учётом недоотпущенной электрической энергии) в 2015 году до более чем, 39 000 ГВтч к 2039 году. Средний рост составит 2,4%. Предполагается, что рост по всем четырём регионам будет порядка 3,5% и разница в процентном отношении роста связана с тем фактом, что потребление э/энергии Талко останется стабильным на протяжении всего периода исследования.

Прогноз по основной энергосистеме, с разбивкой по регионам представлен в графической форме на Рисунок 3-1.



Таблица 3-6: Прогноз по основной энергетической системе по категориям потребителей (ГВтч)

Категория потребителей	2015	2020	2025	2030	2039
Пром. и с./х. потребители	1 901	2 473	3 190	3 975	5 732
Ком. хоз-во и бюдж. орг	704	765	840	957	1 198
Насосы и насосные станции	3 117	3 397	3 718	4 118	4 902
Население	6 521	7 825	9 420	11 417	15 809
Отопление жилых помещений	35	42	51	61	85
Подитог по регионам (ГВтч)	12 280	14 503	17 218	20 529	27 726
ТАЛКО	6 060	5 850	5 850	5 850	5 850
Потенц. потребители э/энергии	610	1 161	1 161	1 161	1 161
Потери	3 013	2 797	3 150	3 580	4 516
Итого по энергосистеме (ГВтч)	21 963	24 311	27 379	31 120	39 253

Рост (% за год)	2015-39	2015-20	2015-25	2020-30	2025-39
Регионы (без потерь)	3,5%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%
Основная энергосистема	2,4%	2,1%	2,2%	2,5%	2,6%

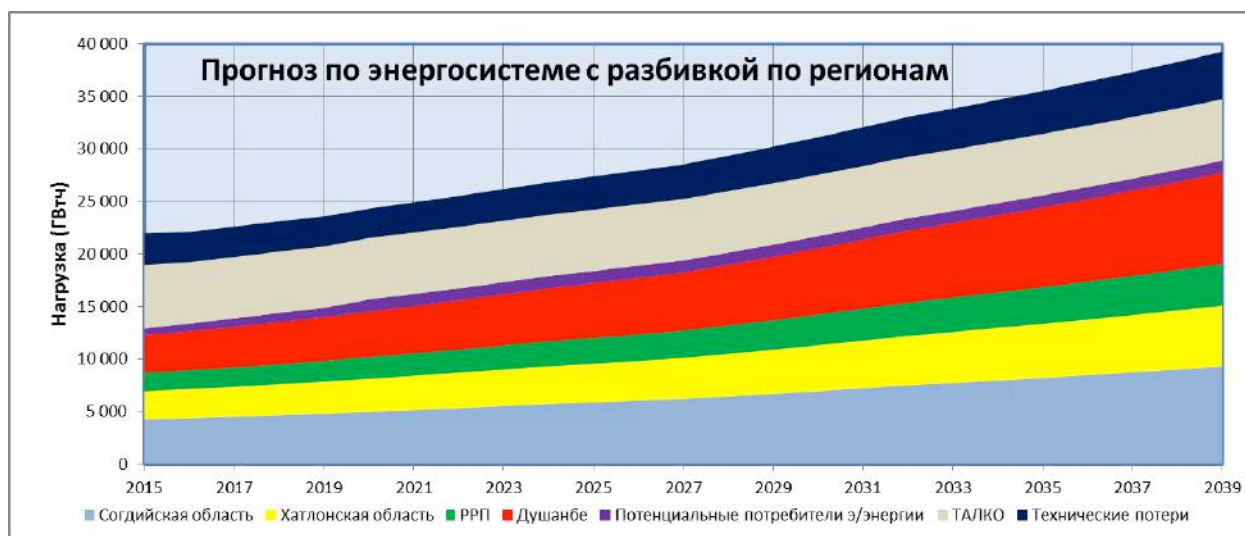


Рисунок 3-1: Прогноз по основной энергосистеме с разбивкой по регионам

Как видно из Рисунок 3-1, наибольшая нагрузка наблюдается в Согде и Душанбе, но в Согде нагрузка всегда выше. Этот рисунок также показывает относительную важность нагрузки Талко и предполагается, что со временем его часть в общем спросе снизится.

На Таблица 3-6 видно, что к 2039 году на население будет приходиться большая часть нагрузки, за ним следует Талко и промышленные и сельскохозяйственные предприятия.



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

69

Таблица 3-7: Прогнозирование основной энергосистемы, с учётом Талко, сосредоточенных нагрузок и потерь

Нагрузка по основной энергосистеме, с учётом Талко, потенциальных потребителей электроэнергии и потерь																									
Категория потребителей	Annual Consumption Demand (GWh)																								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Пром. и с./х. потребители	1 901	2 004	2 112	2 226	2 347	2 473	2 607	2 748	2 896	3 052	3 190	3 333	3 483	3 640	3 804	3 975	4 154	4 341	4 517	4 700	4 890	5 088	5 294	5 508	5 732
Ком. хоз-во и бюдж. орг	704	712	720	735	750	765	780	796	813	829	840	852	863	893	924	957	990	1 025	1 048	1 072	1 096	1 120	1 146	1 171	1 198
Насосы и насосные станции	3 117	3 163	3 209	3 270	3 333	3 397	3 462	3 529	3 597	3 666	3 718	3 771	3 823	3 920	4 018	4 118	4 221	4 327	4 405	4 484	4 565	4 647	4 730	4 815	4 902
Население	6 521	6 739	6 964	7 240	7 527	7 825	8 135	8 457	8 792	9 140	9 420	9 708	10 005	10 455	10 926	11 417	11 931	12 468	12 898	13 343	13 803	14 280	14 772	15 282	15 809
Отопление жилых помещений	35	36	37	39	41	42	44	46	47	49	51	52	54	56	59	61	64	67	69	72	74	77	80	82	85
Подитог	12 280	12 655	13 043	13 511	13 997	14 503	15 028	15 576	16 145	16 737	17 218	17 716	18 229	18 965	19 731	20 529	21 361	22 228	22 937	23 670	24 428	25 212	26 022	26 860	27 726
ТАЛКО	6 060	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850
Потенциальные потребители э/энергии	610	711	835	868	868	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161
Итого	18 950	19 216	19 728	20 229	20 715	21 514	22 040	22 587	23 156	23 748	24 230	24 727	25 241	25 976	26 742	27 540	28 372	29 239	29 948	30 681	31 439	32 223	33 033	33 871	34 737
Регион	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Согдийская область	4 219	4 344	4 474	4 629	4 789	4 956	5 130	5 311	5 499	5 695	5 856	6 022	6 193	6 430	6 677	6 934	7 202	7 481	7 711	7 950	8 196	8 451	8 714	8 986	9 267
Хатлонская область	2 720	2 795	2 872	2 967	3 065	3 167	3 272	3 381	3 495	3 613	3 708	3 805	3 906	4 056	4 212	4 374	4 543	4 719	4 860	5 006	5 156	5 312	5 473	5 638	5 809
РРП	1 740	1 794	1 850	1 917	1 987	2 060	2 136	2 215	2 297	2 383	2 453	2 524	2 599	2 705	2 816	2 932	3 053	3 179	3 282	3 388	3 498	3 612	3 730	3 852	3 977
Душанбе	3 601	3 722	3 847	3 998	4 155	4 319	4 490	4 668	4 853	5 045	5 202	5 364	5 532	5 773	6 025	6 288	6 563	6 850	7 084	7 326	7 577	7 837	8 106	8 384	8 672
Подитог	12 280	12 655	13 043	13 511	13 997	14 503	15 028	15 576	16 145	16 737	17 218	17 716	18 229	18 965	19 731	20 529	21 361	22 228	22 937	23 670	24 428	25 212	26 022	26 860	27 726
ТАЛКО	6 060	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850	5 850
Потенциальные потребители э/энергии	610	711	835	868	868	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161
Итого	18 950	19 216	19 728	20 229	20 715	21 514	22 040	22 587	23 156	23 748	24 230	24 727	25 241	25 976	26 742	27 540	28 372	29 239	29 948	30 681	31 439	32 223	33 033	33 871	34 737
Технические потери	15,9%	15,0%	14,6%	14,2%	13,8%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
Технические потери (ГВтч)	3 013	2 882	2 880	2 872	2 859	2 797	2 865	2 936	3 010	3 087	3 150	3 215	3 281	3 377	3 476	3 580	3 688	3 801	3 893	3 989	4 087	4 189	4 294	4 403	4 516
Э/энергия, требуемая системой (ГВтч)	21 963	22 098	22 608	23 101	23 574	24 311	24 905	25 523	26 166	26 835	27 379	27 942	28 522	29 353	30 218	31 120	32 060	33 040	33 841	34 670	35 526	36 412	37 328	38 274	39 253
Пиковая нагрузка																									
Коеф. нагрузки системы	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Коеф. нагрузки Талко	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Потенц. потребители э/энергии	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
Коеффициент нагрузки по регионам	50%	50%	50%	51%	51%	51%	51%	52%	52%	52%	52%	52%	53%	53%	53%	53%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	55%	55%	55%
Пиковая нагрузка Талко (МВт)	818	784	781	778	775	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Потенц. потребители э/э (МВт)	99	115	134	140	139	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Пиковая нагрузка по системе (МВт)	4 179	4 204	4 301	4 395	4 485	4 625	4 738	4 856	4 978	5 106	5 209	5 316	5 427	5 585	5 749	5 921	6 100	6 286	6 439	6 596	6 759	6 928	7 102	7 282	7 468
	Годовой рост - Потребление без Талко и потенциальных потребителей электроэнергии																								
	2015-20		2,5%		2020-25		3,4%		2025-39		3,5%		2015-39		3,3%		2030-39		3,6%						
	Годовой рост - Потребление с Талко и потенциальными потребителями электроэнергии																								
	2015-20		2,1%		2020-25		2,4%		2025-39		2,6%		2015-39		2,4%		2030-39		2,6%						
				2015-2025		2,2%		2020-30		2,5%															



Прогноз пиковой нагрузки по основной энергосистеме представлен на Рисунок 3-2 и ожидается, что нагрузка к 2039 году вырастет до 7 500 МВт или вырастит на 3 290 МВт по сравнению с нагрузкой 2015 года.

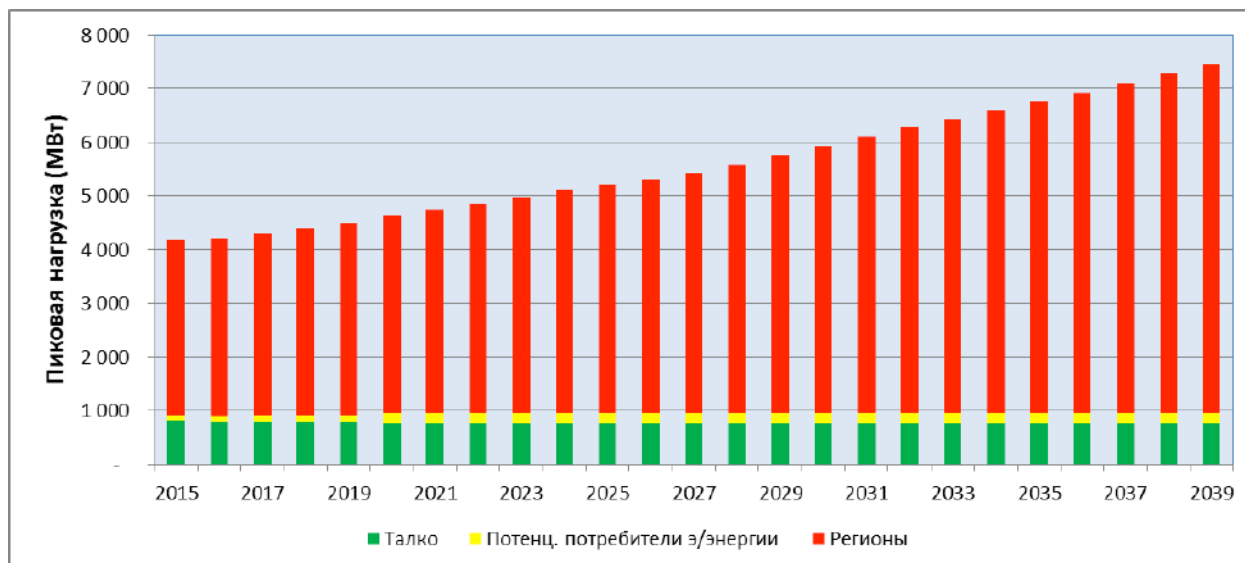


Рисунок 3-2: Пиковая нагрузка по основной энергосистеме

3.3.2 Прогнозы высокого и низкого спроса

Для определения устойчивости среднего прогноза к изменениям в основных параметрах был проведён анализ чувствительности. Двумя ключевыми переменными в применяемом подходе являются ВВП и тарифная цена.

Были рассмотрены следующие два сценария роста нагрузки:

- Сценарий низкого роста с учётом снижения темпов роста ВВП и увеличения темпов роста тарифов
- Сценарий высокого роста с учётом увеличения темпов роста ВВП и снижения темпов роста тарифов

При используемом подходе увеличение темпов роста ВВП налагает большее процентное изменение в росте, тогда как снижение темпов роста тарифов налагает меньшее увеличение роста.

Спрос основной энергосети при условиях высокого роста указан в Таблице 3-8, и как ожидается, спрос основной энергосистемы вырастет с 22 276 ГВтч (в том числе недоотпущенной энергии) в 2015 году до более чем 48 000 ГВтч к 2039 году. Средний рост составит 3,3%. Предполагается, что рост по всем четырём регионам в течение периода исследования будет составлять порядка 4,4%.

Спрос основной энергосети при условиях низкого роста указан в Таблица 3-9, и как ожидается, спрос основной энергосистемы вырастет с 22 276 ГВтч (в том числе недоотпущенной энергии) в 2015 году до более чем 35 000 ГВтч к 2039 году. Средний рост составит 2,0%. Предполагается, что рост по всем четырём регионам в течение периода исследования будет составлять порядка 3,0%.



Таблица 3-8: Прогнозирование быстрорастущего спроса основной энергосистемы

Категория потребителей	2015	2020	2025	2030	2039
Пром. и с./х. потребители	1 934	2 625	3 533	4 595	7 159
Ком. хоз-во и бюдж. орг	723	824	946	1 119	1 554
Насосы и насосные станции	3 168	3 562	4 015	4 567	5 852
Население	6 689	8 455	10 698	13 574	20 927
Отопление жилых помещений	36	46	58	73	111
Подитог по регионам (ГВтч)	12 550	15 510	19 249	23 928	35 604
ТАЛКО	6 060	5 850	5 850	5 850	5 850
Потенц. потребители э/энергии	610	1 161	1 161	1 161	1 161
Потери	3 056	2 928	3 414	4 022	5 540
Итого по энергосистеме (ГВтч)	22 276	25 449	29 674	34 962	48 155

Рост (% за год)	2015-39	2015-20	2015-25	2020-30	2025-39
Регионы (без потерь)	4,4%	4,3%	4,4%	4,4%	4,5%
Основная энергосистема	3,3%	2,7%	2,9%	3,2%	3,5%

Таблица 3-9: Прогнозирование низкорастущего спроса основной энергосистемы

Категория потребителей	2015	2020	2025	2030	2039
Пром. и с./х. потребители	1 853	2 310	2 866	3 495	4 847
Ком. хоз-во и бюдж. орг	684	715	752	838	1 082
Насосы и насосные станции	3 039	3 214	3 419	3 733	4 483
Население	6 265	7 145	8 207	9 703	13 456
Отопление жилых помещений	34	38	44	52	72
Подитог по регионам (ГВтч)	11 875	13 421	15 288	17 821	23 940
ТАЛКО	6 060	5 850	5 850	5 850	5 850
Потенц. потребители э/энергии	610	1 161	1 161	1 161	1 161
Потери	2 949	2 656	2 899	3 228	4 024
Итого по энергосистеме (ГВтч)	21 495	23 089	25 199	28 061	34 975

Рост (% за год)	2015-39	2015-20	2015-25	2020-30	2025-39
Регионы (без потерь)	3,0%	2,5%	2,6%	2,9%	3,3%
Основная энергосистема	2,0%	1,4%	1,6%	2,0%	2,4%

В Таблице 3-10 представлена сводная информация по прогнозам спроса на электроэнергию по основной энергосистеме по трём рассматриваемым сценариям роста. К концу периода исследования прогнозы по основной энергосистеме указывают на разницу между прогнозом среднего роста и прогнозом низкого роста, что составляет 4 278 ГВтч, и разницу в 8 902 ГВтч между прогнозами среднего роста и высокого роста. Сравнение энергетических прогнозов по основной энергетической системе в графической форме представлено на Рисунок 3-3.



Таблица 3-10: Сравнение энергетических прогнозов по основной энергосистеме (ГВтч)

Сценарий роста	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2039 г.
Низкий	21 507	23 089	25 199	28 061	34 975
Средний	21 963	24 311	27 379	31 120	39 253
Высокий	22 276	25 449	29 674	34 962	48 155



Рисунок 3-3: Сравнение прогнозов сценариев роста

В Таблица 3-11 представлена сводная информация по пиковому спросу в трёх рассматриваемых сценариях роста. К концу периода исследования разница в пиковой нагрузке между прогнозом среднего роста и прогнозом низкого роста нагрузки составит 814 МВт, тогда как разница между средним и высоким ростом составит 1 694 МВт.

Таблица 3-11: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт)

Сценарий роста	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2039 г.
Низкий	4 090	4 393	4 794	5 339	6 654
Средний	4 179	4 625	5 209	5 921	7 468
Высокий	4 238	4 842	5 646	6 652	9 162

3.4 ПРОГНОЗ СПРОСА ПО ГОРНО-БАДАХШАНСКОЙ АВТОНОМНОЙ ОБЛАСТИ

В Таблица 3-12 представлена сводная информация по прогнозу энергетической нагрузки в ГБАО по трём сценариям роста. Согласно сценарию среднего роста в 2015 году будущий спрос составит 235,9 ГВтч, и к 2039 году он составит 521,1 ГВтч, что составляет ежегодный рост в размере 3,4%.



Предполагается, что уровни роста будут максимальными после 2027 года, что совпадает с 0% увеличением тарифа.

Согласно сценарию низкого роста предполагаемое потребление к 2039 году вероятно достигнет 438,2 ГВтч электроэнергии. В период с 2015 года по 2039 год средний уровень роста составит 2,8%. Согласно сценарию высокого роста предполагаемое потребление к 2039 году вероятно достигнет 643,8 ГВтч, и в период с 2015 года по 2039 год средний уровень роста составит 4,2%.

Таблица 3-12: Сводная информация по потребности ГБАО в электроэнергии (ГВтч)

Сценарий роста	2015	2020	2025	2030	2039
Низкий	228,1	249,6	280,6	323,8	438,2
Средний	235,9	269,3	316,1	372,5	521,1
Высокий	240,9	287,4	351,8	431,0	643,8

Рост (% за год)	2015-39	2015-20	2015-25	2020-30	2025-39
Низкий	2,8%	1,8%	2,1%	2,6%	3,2%
Средний	3,4%	2,7%	3,0%	3,3%	3,6%
Высокий	4,2%	3,6%	3,9%	4,1%	4,4%

3.5 КРИВЫЕ НАГРУЗКИ И ЕЖЕМЕСЯЧНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

Графики продолжительности нагрузки используются программами по планированию выработки для определения выработки электроэнергии для каждого генератора или электростанции. График продолжительности нагрузки представляет вариацию нагрузки за определенный период времени и обычно упорядочивает все уровни нагрузки в убывающий порядок или величину.

Почасовые значения спроса были предоставлены БТ за период между январем 2006 г. и сентябрем 2012 г., но были использованы только значения с 2008 г. по 2011 г. По некоторым причинам некоторые ежемесячные графики продолжительности нагрузки нуждались в изменениях и были скорректированы.

На Рисунок 3-4 представлены скорректированные месячные ГПН за январь и ноябрь месяцы, а также исходные ГПН за апрель и август месяцы. Эти четыре графика теперь кажутся нормальными и без необоснованного снижения нагрузки и низких минимумов.

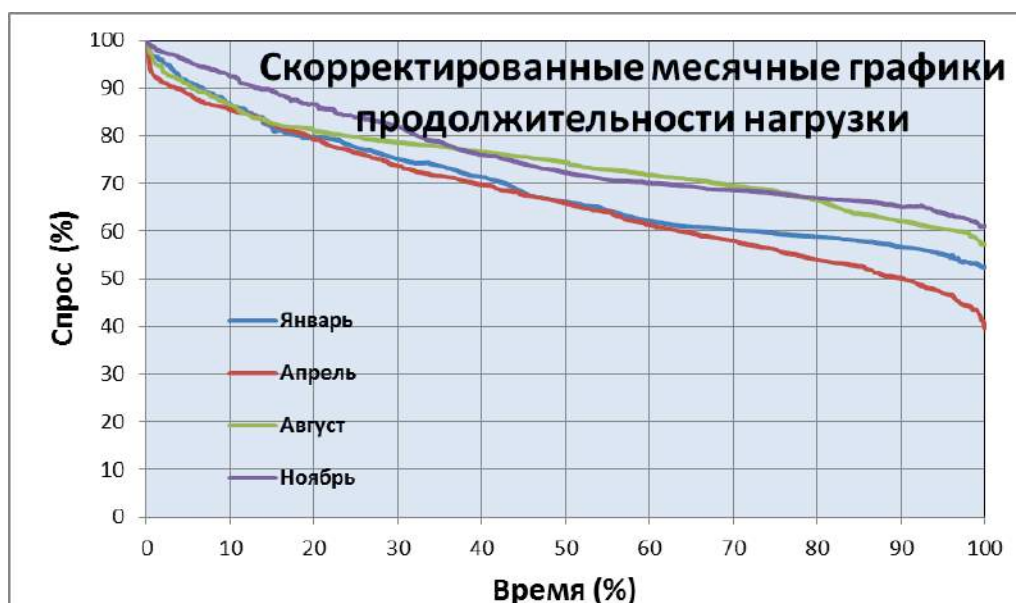




Рисунок 3-4: Скорректированные месячные ГПН



Кроме месячных ГПН, программа по планированию выработки также требует месячное распределение пиковой нагрузки и энергии, чтобы она смогла конвертировать годовые значения в месячные значения.

Ежемесячное распределение мощности, используемое в исследовании ПО по планированию выработки было получено при учете ежемесячной мощности для 2009 и 2011 гг. после корректировки для недоотпущенной электроэнергии, и это имело тенденцию к снижению пиков в летний период и увеличению их в зимний период.

Таблица 3-13 представляет ежемесячную мощность и распределение электроэнергии. Пиковые нагрузки предполагают, что пик в системе возникает в декабре, но спрос в январе почти так же высок. Ожидается сокращение спроса с февраля по июнь, но из-за орошения и, возможно, охлаждения / кондиционирования воздуха, скорее всего, увеличится в остальной части года. Скорректированная месячная энергия включает недоотпущенную электрическую энергию и соответствующие потери. В таблице указана максимальная энергия, необходимая в декабре и февраля, что вероятно связано с необходимостью отопления. Требования к энергии после января месяца снижаются, а в июле и августе возрастают, что вероятно связано с нагрузкой, вызванной орошением и кондиционированием воздуха/охлаждением.

Таблица 3-13: Энергия и мощность с разбивкой по месяцам

Месяц	Энергия (% от годовой)	Нагрузка (% от пиковой)
Январь	10,0	98
Февраль	9,5	95
Март	8,5	92
Апрель	7,7	85
Май	7,5	80
Июнь	7,4	77
Июль	8,1	80
Август	8,2	80
Сентябрь	7,5	80
Октябрь	7,5	85
Ноябрь	8,9	90
Декабрь	10,2	100
Итого/максимум	100,0	100

3.6 СПРОС С УЧЕТОМ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ГАРАНТИРОВАННОГО ЭКСПОРТА

В предыдущих разделах представлен прогноз спроса без учета энергоэффективности и обязательств по твердому экспорту в рамках двух существующих СЗЭ, а также твердого экспорта, когда соединение CASA 1000 будет введено в эксплуатацию.

Энергоэффективность рассматривается как ресурс генерации и, таким образом, рассматривается в Разделе 5, но может быть учтена снижением спроса на указанные уровни в этом разделе. Экономическая целесообразность энергоэффективности также рассматривается в разделе, посвященном планам расширения выработки, чтобы проверить пригодность этой меры.

Существующие СЗЭ требуют ежегодный гарантированный объем электроэнергии в объеме 681,5 ГВтч. Доля Таджикистана в контрактном гарантированном экспорте по CASA 1000 составляет 1 331 ГВтч в год.

Таблица 3-14 представляет прогнозы спроса, по трем сценариям роста, с учётом возможных последствий программ энергоэффективности и гарантированного экспорта, необходимого в соответствии с действующими СЗЭ, а также СЗЭ в соответствии с контрактом CASA 1000. Темпы



роста аналогичны тем, которые рассчитаны для прогнозов без учета проектов по повышению энергоэффективности и без твердого экспорта.

На Рисунк 3-5 представлено сравнение трех прогнозов в графическом виде. Проекты по повышению энергоэффективности, как ожидается, завершатся к 2037 г., и это можно увидеть из кривых прогнозирования среднего и низкого роста.

Таблица 3-14: Прогнозы по основной энергосистеме с учетом энергоэффективности и гарантированного экспорта

Средний рост			Низкий рост			Высокий рост		
Год	Пиковая нагрузка	Энергия	Год	Пиковая нагрузка	Энергия	Год	Пиковая нагрузка	Энергия
	(МВт)	(ГВтч)		(МВт)	(ГВтч)		(МВт)	(ГВтч)
2015	4 184	22 645	2015	4 095	22 176	2015	4 243	22 958
2016	4 209	22 780	2016	4 084	22 119	2016	4 301	23 263
2017	4 232	22 987	2017	4 092	22 250	2017	4 359	23 653
2018	4 318	23 940	2018	4 148	23 048	2018	4 467	24 725
2019	4 358	24 240	2019	4 157	23 186	2019	4 540	25 198
2020	4 494	24 867	2020	4 261	23 645	2020	4 710	26 006
2021	4 602	25 324	2021	4 334	23 917	2021	4 857	26 665
2022	4 720	25 943	2022	4 415	24 339	2022	5 016	27 501
2023	4 842	26 586	2023	4 497	24 774	2023	5 183	28 377
2024	4 969	27 255	2024	4 583	25 223	2024	5 358	29 297
2025	5 073	27 799	2025	4 658	25 618	2025	5 510	30 094
2026	5 180	28 361	2026	4 735	26 025	2026	5 667	30 924
2027	5 298	28 980	2027	4 822	26 482	2027	5 839	31 827
2028	5 464	29 856	2028	4 955	27 181	2028	6 065	33 011
2029	5 663	30 902	2029	5 119	28 040	2029	6 327	34 388
2030	5 835	31 804	2030	5 253	28 744	2030	6 566	35 645
2031	6 014	32 744	2031	5 392	29 476	2031	6 817	36 966
2032	6 200	33 724	2032	5 536	30 234	2032	7 081	38 355
2033	6 353	34 525	2033	5 669	30 934	2033	7 330	39 660
2034	6 510	35 353	2034	5 807	31 658	2034	7 589	41 024
2035	6 673	36 210	2035	5 949	32 406	2035	7 861	42 451
2036	6 842	37 095	2036	6 097	33 179	2036	8 144	43 942
2037	7 016	38 011	2037	6 249	33 978	2037	8 441	45 502
2038	7 287	39 606	2038	6 497	35 452	2038	8 842	47 781
2039	7 473	40 584	2039	6 659	36 307	2039	9 167	49 487



Рисунок 3-5: Сравнение прогнозов с учетом энергоэффективности и гарантированного экспорта

3.7 СИТУАЦИЯ С КРАТКОСРОЧНЫМ СПРОСОМ И ПРЕДЛОЖЕНИЕМ

Исследуя мощность и энергетические балансы или полученный дефицит можно определить степень избытка или дефицита, а также сроки и объемы необходимой новой дополнительной выработки. В связи с тем, что в системе Таджикистана преобладают ГЭС, следовательно, электроэнергия ограничена, энергетический баланс проводится только для электроэнергии, поскольку в этом типе систем обычно существует сверхустановленная мощность.

На основании прогнозирования спроса с учетом проектов энергоэффективности и твердого экспорта и доступного предложения, на ежемесячной основе был проведен энергетический баланс для системы, снабжаемой БТ за период с 2015 по 2018 гг. с использованием гарантированного (вероятность превышения 95%) и среднего объема электроэнергии, вырабатываемой ГЭС. Оба типа электроэнергии представлены в Таблица в Приложении В. Ежемесячная мощность и спрос на электроэнергию были определены умножением годовых значений на ежемесячные проценты, указанные в Разделе 3.5

Гарантированный объем электроэнергии был использован для удостоверения в том, что спрос системы может быть удовлетворен с определенной степенью надежности. Необходимо отметить, что твердый объем электроэнергии меньше, чем средний, что влечет за собой снижение избытка и повышение дефицита.

Энергетический баланс предполагает, что Душанбинская ТЭЦ-1 может работать при выводе в 198 МВт в зимние месяцы, а 2 первых энергоблока Душанбинской ТЭЦ-2 также могут работать в зимние месяцы. По причине недостатка топлива, Яванская ТЭЦ не рассматривалась в качестве рабочей ТЭЦ. Душанбинская ТЭЦ-2 будет состоять из двух энергоблоков по 50 МВт каждый и из двух энергоблоков каждый по 150 МВт. Предполагалось, что два энергоблока по 150 МВт каждый будут введены в эксплуатацию к октябрю 2016 года и к декабрю 2016 года соответственно.

Кроме того, существуют развернутые дискуссии с независимыми производителями электроэнергии (НПЭ) о строительстве нескольких работающих на угле энергоблоков. Что касается текущего исследования, то было решено, что эти энергоблоки будут иметь мощность 150 МВт и 350 МВт. Агрегаты мощностью 150 МВт будут установлены в Шурабе. Агрегаты мощностью 350 МВт будут установлены в Фон Ягнобе.

Предполагается, что все энергоблоки ТЭЦ будут работать с октября до конца марта с коэффициентом использования электростанций в 75%. Другие угольные энергоблоки будут доступны для работы в течение всего года с коэффициентом мощности 75%. Таблица 3-15 и



Таблица 3-16 представляют энергетический баланс для системы БТ для 2015 года при твердых и средних гидрологических условиях. Ожидаемый пиковый спрос составляет 4 184 МВт в декабре и наивысший ежемесячный спрос на электроэнергию составляет 2 243 ГВтч также в декабре.

Как показано в Таблице 3-15 при твердых гидрологических условиях, десять из 12 месяцев показывают дефицит электроэнергии (недоотпущенной) с наибольшим дефицитом в апреле в размере 794 ГВтч или примерно 45% от спроса за этот месяц. Общая недоотпущенная электроэнергия на 2015 год составляет 6 017 ГВтч. Таблица также показывает, что только два месяца (июль и август) имеют общий избыток в 913 ГВтч.

При средних гидрологических условиях 8 из 12 месяцев показывают дефицит электроэнергии, наивысший из которого наблюдается в апреле в размере 632 ГВтч. Общее количество недоотпущенной электроэнергии при этом варианте составляет 4 675 ГВтч, а с июня по сентябрь наблюдается избыток в размере 3 205 ГВтч.

Как и в большинстве энергосистем с ограничениями, эта система, по-видимому, имеет необходимую мощность, но у нее не хватает электроэнергии для удовлетворения спроса. Результаты, показанные в Таблице 3-15 и Таблице 3-16 четко показывают, что система имеет максимально допустимую перегрузочную мощность, но ей не хватает базовых электростанций примерно в 1000 МВт для обеспечения необслуженного спроса в зимний период.

Схожий процесс был проведен для 2016-2018 гг. и результаты ежемесячного энергетического баланса представлены в Рисунок 3-6. Как можно заметить, максимальный спрос возникает в период месяцев с более низкой выработкой, и это имеет тенденцию к образованию большого дефицита электроэнергии в зимние месяцы.

Рисунок 3-6 показывает медленно растущий спрос, как можно видеть путем сравнения начальных и конечных значений, а также почти устойчивую способность обеспечения между 2015 г. и осенью 2016 г. при видимом увеличении в 2017 г. по причине добавления энергоблоков Душанбинской ТЭЦ-2.

С 2015 по 2017 гг. недоотпущенная электроэнергия составляет примерно 5 500 ГВтч при твердых гидрологических условиях и 4 200 ГВтч при средних гидрологических условиях. Ожидается, что она значительно уменьшится, когда задействованные и находящиеся на стадии рассмотрения электростанции будут введены в эксплуатацию.

Из Рисунок 3-6 видно, что система нуждается в дополнительных объемах гарантированной электроэнергии как можно скорее в виде ГЭС. Существуют генерирующие мощности, которые могут быть введены в эксплуатацию в довольно короткие сроки (6 месяцев), однако, их стоимость достаточно высока. Считается, что для того, чтобы исключить недоотпущенную электроэнергию, показанную на Рисунок 3-6, необходимо будет построить новые вырабатывающие мощности порядка 500 МВт и более (в дополнение к генерирующим мощностям, которые уже решено построить и которые находятся ещё только на стадии обсуждения). Так как срок для внедрения новых мощностей является долгосрочным, система БТ может столкнуться с острой нехваткой электроэнергии в краткосрочной перспективе, если не появятся довольно благоприятные гидрологические условия в зимние месяцы или электроэнергия не будет импортирована из других систем.



Рисунок 3-6: Ежемесячный энергетический баланс с 2015 по 2018 годы

**Таблица 3-15: Энергетический баланс при твердых гидрологических условиях**

Год	2015	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Пиковая нагрузка (МВт)		4 100	3 974	3 849	3 556	3 347	3 221	3 347	3 347	3 347	3 556	3 765	4 184	4 184
Энергия (ГВтч)		2 199	1 869	1 869	1 744	1 761	1 736	1 893	1 915	1 758	1 700	1 957	2 243	22 645
Существующая мощность (МВт) [1]														
Система ГЭС на реке Вахш		4 456	4 153	4 014	4 401	4 455	4 653	4 792	4 802	4 853	4 543	4 440	4 409	4 853
Кайраккумская ГЭС		138	151	152	152	150	144	135	103	98	98	120	121	152
Варзобские ГЭС		38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Подитог по ГЭС		4 632	4 342	4 204	4 591	4 643	4 835	4 965	4 943	4 989	4 679	4 598	4 568	4 989
Душанбинская ТЭЦ-1 [2]		198	198	198	-	-	-	-	-	-	198	198	198	198,0
Душанбинская ТЭЦ-2 [2]		100	100	100	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100,0
Яванская ТЭЦ [3]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Подитог по тепловым станциям		298	298	298	0	0	0	0	0	0	298	298	298	298,0
Итого		4 930	4 640	4 502	4 591	4 643	4 835	4 965	4 943	4 989	4 977	4 896	4 866	4 989,1
Существующая способность генерации электроэнергии (ГВтч) [4]														
Система ГЭС на реке Вахш		1 390	1 077	934	899	1 046	985	1 886	2 727	1 301	1 008	1 249	1 387	15 890
Кайраккумская ГЭС		71	62	59	48	49	49	53	45	25	41	61	65	629
Варзобские ГЭС		1	2	2	2	4	4	5	5	5	3	2	2	38
Подитог по ГЭС		1 462	1 140	995	950	1 099	1 039	1 944	2 777	1 331	1 053	1 313	1 454	16 557
Душанбинская ТЭЦ-1 [5]		110	100	110	-	-	-	-	-	-	110	107	110	648,6
Душанбинская ТЭЦ-2 [5]		56	56	56	-	-	-	-	-	-	56	56	56	334,8
Яванская ТЭЦ		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Подитог по тепловым станциям		166	156	166	0	0	0	0	0	0	166	163	166	983
Итого		1 628	1 296	1 161	950	1 099	1 039	1 944	2 777	1 331	1 219	1 476	1 620	17 540
Баланс мощности и энергетический баланс														
Избыток (дефицит) мощности (МВт)		830	665	653	1 035	1 296	1 614	1 618	1 596	1 642	1 421	1 130	683	653
Избыток (дефицит) энергии (ГВтч)		-570	-573	-708	-794	-662	-697	51	862	-427	-481	-482	-622	-5 104
Примечания: [1] Гарантированная мощность ГЭС включая техническое обслуживание														
[2] Предполагается, что ТЭЦ будут работать с октября до конца марта [3] Предполагается, что Яванская ТЭЦ не будет работать по причине отсутствия топлива														
[4] На основании гарантированной (95% вероятность превышения) энергии, вырабатываемой на ГЭС														
[5] Предполагается, что на Душанбинских ТЭЦ коэффициент использования установленной мощности будет равен 75%														

Таблица 3-16: Энергетический баланс при средних гидрологических условиях

Год	2015	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Пиковая нагрузка (МВт)		4 100	3 974	3 849	3 556	3 347	3 221	3 347	3 347	3 347	3 556	3 765	4 184	4 184
Энергия (ГВтч)		2 199	1 869	1 869	1 744	1 761	1 736	1 893	1 915	1 758	1 700	1 957	2 243	22 645
Существующая мощность (МВт) [1]														
Система ГЭС на реке Вахш		4 506	4 253	4 099	4 477	4 615	4 804	4 825	4 826	4 857	4 546	4 440	4 409	4 857
Кайраккумская ГЭС		149	151	151	152	152	150	148	123	119	119	143	146	152
Варзобские ГЭС		38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Подитог по ГЭС		4 693	4 442	4 288	4 667	4 805	4 992	5 011	4 987	5 014	4 703	4 621	4 593	5 014
Душанбинская ТЭЦ-1 [2]		198	198	198	-	-	-	-	-	-	198	198	198	198,0
Душанбинская ТЭЦ-2 [2]		100	100	100	-	-	-	-	-	-	100	100	100	100,0
Яванская ТЭЦ [3]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Подитог по тепловым станциям		298	298	298	0	0	0	0	0	0	298	298	298	298,0
Итого		4 991	4 740	4 586	4 667	4 805	4 992	5 011	4 987	5 014	5 001	4 919	4 891	5 014,0
Существующая способность генерации электроэнергии (ГВтч) [4]														
Система ГЭС на реке Вахш		1 316	1 130	1 063	1 043	1 098	1 963	3 150	3 336	1 807	886	1 131	1 375	19 300
Кайраккумская ГЭС		91	84	82	64	68	62	56	54	43	54	74	89	822
Варзобские ГЭС		3	3	3	5	7	8	8	9	9	6	4	4	69
Подитог по ГЭС		1 409	1 218	1 149	1 111	1 173	2 034	3 214	3 400	1 859	946	1 209	1 468	20 191
Душанбинская ТЭЦ-1 [5]		110	100	110	-	-	-	-	-	-	110	107	110	648,6
Душанбинская ТЭЦ-2 [5]		56	56	56	-	-	-	-	-	-	56	56	56	334,8
Яванская ТЭЦ		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Подитог по тепловым станциям		166	156	166	0	0	0	0	0	0	166	163	166	983
Итого		1 576	1 374	1 315	1 111	1 173	2 034	3 214	3 400	1 859	1 112	1 372	1 634	21 174
Баланс мощности и энергетический баланс														
Избыток (дефицит) мощности (МВт)		891	765	737	1 111	1 459	1 770	1 664	1 640	1 667	1 445	1 153	708	708
Избыток (дефицит) энергии (ГВтч)		-623	-496	-555	-632	-588	298	1 321	1 484	101	-587	-585	-609	-1 470
Примечания: [1] Средняя мощность ГЭС включая техническое обслуживание														
[2] Предполагается, что ТЭЦ будут работать с октября до конца марта [3] Предполагается, что Яванская ТЭЦ не будет работать по причине отсутствия топлива														
[4] Основано на средних объемах электроэнергии, вырабатываемых на ГЭС														
[5] Предполагается, что на Душанбинских ТЭЦ коэффициент использования установленной мощности будет равен 75%														



4. ПАРАМЕТРЫ И КРИТЕРИИ ПЛАНИРОВАНИЯ

В данном разделе представлен краткий обзор параметров и критериев планирования, использованных в данном исследовании. Параметры и критерии были разделены на несколько групп, такие как общие и экономические, выработка, топливо и передача.

4.1 ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с обычной промышленной практикой общий план энергетического сектора разрабатывается при помощи сравнения затрат систем выработки и передачи, различных сформулированных альтернатив развития в течение заранее определенного горизонта планирования. Эти затраты состоят из капитальных затрат, расходов на топливо, эксплуатацию и техническое обслуживание, снижение выбросов, уровней потерь и других расходов. Сравнение производится по кумулятивной текущей стоимости расходов для данной альтернативы против альтернативной базы, в течение заданного ряда лет при соответствующей ставке дисконтирования. Для того чтобы должным образом сравнить и оценить сформулированные альтернативы, необходимо установить набор параметров планирования и критерии до разработки альтернатив для того, чтобы гарантировать, что они имеют одинаковую сопоставимую производительность. Ожидается, что эти параметры охватят все аспекты проектной работы энергосистемы, такие как технические, экономические, финансовые и экологические.

Предположения и критерии, представленные в этом разделе, были разработаны на основе нескольких источников, включая предыдущие отчёты по планированию, штатные критерии, используемые в предыдущих аналогичных заданиях и передовой международной практике.

4.2 ОБЩИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Первоначальный анализ проводился с использованием экономических, а не финансовых затрат. Финансовые затраты используются для оценки определённых лучших вариантов дальнейшего развития, когда таковые будут отобраны по некоторым ключевым факторам. Это означает, что основной анализ основан на экономических ценностях, которые не принимают во внимание такие факторы, как введение налогов, сборов или роялти правительством или любых ставок за риск, которая может быть назначена частными инвесторами сектора.

Государственные налоги, сборы и роялти не включаются в расчет экономических затрат, так как представляют собой перевод платежей между несколькими группами в экономике, а не стоимость в экономике в целом. Экономические затраты используются для определения каким будет правильный выбор с точки зрения экономики Таджикистана и общества в целом.

Данный анализ проводится с использованием общественной ставки дисконтирования, это скорее норма прибыли от капитала, ожидаемого обществом, а не критерии инвестирования, которые могут быть использованы частным сектором. Таким образом трудно перевести экономические затраты проектов в фактические затраты проектов, когда они реализованы. Прежде всего, Правительство будет ожидать, что будут выплачены роялти и налоги на труд, материалы и ресурсы.

4.2.1 Соблюдение интересов всей страны

В Техническом Задании говорится, что генплан энергетического сектора направлен на повышение энергетической безопасности и энергетической эффективности Таджикистана и должен определить ряд технически осуществимых и рентабельных планов по расширению, рассматривая перспективы выработки внутри государства и торговлю с соседними странами. Поэтому, этот план необходим для электроснабжения Таджикистана, а не отдельного региона.

Он заключается в выявлении ряда технически осуществимых и экономически оптимизированных сценариев расширения, с учетом перспектив выработки, а также за счет торговли с соседними странами. Поэтому это план поставки необходимой электроэнергии Таджикистана, а не всего региона.



4.2.2 Период планирования

Согласно требованиям Технического Задания, план должен охватить период развития в 20 лет, и в связи с этим предполагалось создание модели системы с 2013 по 2032 гг. Тем не менее, два фактора способствовали изменению этого горизонта. Во-первых, из-за значительных задержек в доступности информации, теперь планируется предоставить заключительную версию ГПРЭС во втором квартале 2016 года. Во-вторых, из-за того, что ГПРЭС включает в себя проект Рогунской ГЭС в качестве одного из вариантов выработки, и введение проекта в эксплуатацию и поглощение его системой займет несколько лет, было решено привести начальную дату и расширить горизонт планирования. Для размещения этого важнейшего проекта в ГПРЭС было принято решение о продлении срока разработки до 25 лет и начале с 2015 года, таким образом, горизонт планирования будет с 2015 по 2039 гг.

В конце периода моделирования различные сценарии развития могут включать разные типы электростанций с различным оставшимся сроком эксплуатации и различными затратами на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также различными инвестиционными расходами. Для того чтобы оценить все достоинства сданных в эксплуатацию электростанций в период планирования и принять во внимание различные сроки эксплуатации электростанций, обычно увеличивают срок планирования на 10 - 15 лет и более. На перспективу спрос и предложение поддерживаются на том же уровне, что и в конце периода моделирования. В данном исследовании используется продленный срок в 20 лет по причине относительно продолжительного периода заполнения водохранилища Рогунской ГЭС.

4.2.3 Затраты и данные о текущей стоимости

Предлагается, чтобы все затраты были выражены в ценах на январь 2015 года. Все расчёты текущей стоимости и дисконта произведены в ценах на январь 2015 года.

Все экономические издержки и выгоды должны исключить все местные налоги, сборы, пошлины и роялти.

4.2.4 Эскалация

Экономический анализ был основан на реальных затратах, выраженных в уровнях цен на январь 2015 года, исключая прогнозы общей инфляции цен в период планирования.

4.2.5 Валюта

Все денежные значения должны быть выражены в долларах США.

4.2.6 Учётные ставки

Типичная практика для исследования АБР заключается в установлении учетной ставки для экономического анализа в 10%. Это обеспечивает последовательную основу для сравнения различных проектов в экономике. В странах со значительным инвестиционным риском иногда используется ставка в 12%.

Учетная ставка в 10% в настоящее время предлагается в качестве базовой. Исследование также включает учетную ставку в 8% и 12% как часть анализа чувствительности.

4.2.7 Курс обмена иностранной валюты

Поскольку все затраты выражены в долларах США, обменные курсы иностранной валюты не требуются.

4.2.8 Страхование и временная замена

Ежегодные расходы, связанные со страхованием и промежуточной заменой предполагаются в размере 0,25% от общей капитализированной стоимости по каждому из этих компонентов.

4.2.9 Стоимость ожидаемого дефицита энергии

Для настоящего исследования до сегодняшнего дня не было проведено никаких обсуждений по значению, которое будет использоваться для стоимости недоотпущенной энергии.



Экономическое полномочие для стоимости недоотпущенной энергии может быть получено путем деления ВВП страны на общий объем потребления электроэнергии. Учитывая, что ВВП Таджикистана в 2013 г. составило 8,508 млрд. сомони, а потребление 16 млрд. кВтч, то получается что это значение составляет 0,53 Сомони/кВтч, что считается очень дешевым.

В это время предлагается, что стоимость недоотпущенной или ожидаемой недоотпущенной энергии должна быть установлена на уровне 1 дол. США за киловатт-часов. Это значение можно считать низким по сравнению с используемыми в других развивающихся странах. Однако, с учетом нынешних экономических условий в Таджикистане и, с учетом того, как страна переживала значительный кризис в электроснабжении в течение последних нескольких зимних сезонов, оно считается разумным начальным значением.

С учетом того, что срок разработки русловых ГЭС, а также электростанций, работающих на угле / газе составляет, по крайней мере, пять-шесть лет, далее предлагается, чтобы стоимость ожидаемой недоотпущенной энергии начала учитываться в общей стоимости расчетов, начиная с 2021 года.

4.2.10 Стоимость потерь

Для оценки различных планов расширения передачи необходимо сравнить стоимость потерь между разными планами расширения. Энергетическая ценность потерь должны быть оценена с использованием самых дорогих предельных издержек выработки (в том числе топливо и переменные затраты эксплуатации и ремонта) в то время как потери мощности должны быть оценены на основе самых низких капитальных затрат на вырабатывающие мощности. Для этого исследования для значения потерь электроэнергии будет использоваться 50 дол. США/МВтч, а для значения потерь мощности - 125 дол. США/кВт-год.

4.2.11 Налоги и пошлины

Пошлины, сборы, роялти и налоги не включены в это экономическое исследование.

4.2.12 Проценты за время строительства (ПВС)

Проценты – это финансовые затраты, и как таковые они не включены в экономическую оценку. Влияние периодов строительства различной длительности будет принято во внимание за счёт распределения капитала на весь период строительства. В целях приведения распределенных инвестиционных потоков и приведенной стоимости используемая процентная ставка будет равна ставке дисконтирования.

4.2.13 Тарифы экспорта/импорта

В настоящее время БТ имеет два СЗЭ с Афганистаном, одно с определенной договорной энергией и второе, основанное на наличии электроэнергии в энергосистеме Таджикистана. С 1 января 2015 года тариф на экспорт по СЗЭ на основе имеющейся электроэнергии составляет 28 дол. США/МВтч, а по СЗЭ с установленной контрактной электроэнергией составляет 37,9 дол. США/МВтч. СЗЭ с определенной контрактной электроэнергией имеет минимальную гарантированную э/энергию, тогда как другие СЗЭ касаются избыточной э/энергии. Также имеется СЗЭ с Кыргызстаном, которое ежегодно обновляется. В рамках этого соглашения предусмотрен тариф в размере 20 дол. США/МВтч электроэнергии в период с мая по сентябрь 2014 года.

Кроме того, Таджикистан, как ожидается, начнет экспортировать энергию через соединение CASA 1000 с 2021 г. с гарантированной минимальной электроэнергией 1 331,5 ГВтч в год. Цена за экспорт по линии CASA 1000 была установлена на уровне 68,20 долларов США/МВтч (6,28 центов/кВтч).

Для того, чтобы упростить расчеты, весь экспорт твердой э/энергии (также известной как гарантированная) установлен в 68,20 долларов США/МВтч. Избыточная э/энергия устанавливается согласно тому, как указано ниже.

Для возможных вариантов импорта в осенне-зимний период используется следующий тариф:

- 40 долларов США/МВтч для непикового импорта из Узбекистана



4.2.14 Цена избыточной э/энергии

Поскольку Таджикистан испытывает дефицит электроэнергии в осенне-зимний период и избыток электроэнергии в летний период (при средних гидрологических условиях) и новые электростанции, скорее всего, будут построены для удовлетворения спроса на электроэнергию в зимний сезон, избыточная э/энергия может быть доступна для экспорта.

Стоимость избыточной электроэнергии определяется на уровне 68,20 дол. США/МВтч.

4.3 ВЫРАБОТКА

В данном разделе представлены критерии выбора кандидатов по расширению выработки и некоторые данные по этим единицам. Рассматривается надежность системы, стоимость топлива, используемая в ГПРЭС.

4.3.1 Гидрологические условия

Гидроэлектроэнергия вырабатывается из воды, проходящей через гидрологический цикл. Гидроэнергетика является изменчивой по своей природе и колеблется в зависимости от общих условий водоснабжения. Производство электроэнергии в значительной мере связано с гидрологическими условиями, т.е. в годы с высокими осадками обычно совпадают с годами с высокой выработкой и наоборот. Гидрологические условия группируются измерением количества стоков воды в определенной географической точке в течение определенного периода времени.

В исследованиях планирования выработки гидрологические условия на зарегистрированные годы могут быть проанализированы и разделены на 3 или 5 групп. Классификация на три группы включает в себя «Сухие», «Средние» и «Мокрые», а классификация из пяти групп включает в себя «Твердые», «Сухие», «Средние», «Мокрые» и «Паводковые». Необходимо отметить, что используются разные термины для обозначения данных условий. Например, слово «Общее» может быть использовано для замены «Среднее». Каждое из этих гидрологических условий представляет собой достижимые вероятности (или превышения уровня) для уровня производства гидроэнергии. Одним из примеров является то, что 95%, 50% и 5% относятся к «Сухому», «Среднему» и «Влажному» соответственно. В этом случае 95 % для «Сухого» гидрологического условия означает, что в течение многих проанализированных лет выработка электроэнергии (или воды) достигла предопределенного уровня производства, по крайней мере в 95% времени (на ежегодной основе).

Поскольку система выработки энергии Таджикистана преимущественно состоит из гидроэлектростанций, применяется уровень производства гидроэлектроэнергии, связанного с «Сухим» гидрологическим условием в анализе надежности системы генерации, т.е. ожидаемая производимая мощность гидроэлектростанций в горизонте планирования основывается на исторической производимой мощности при «сухом» гидрологическом условии. Анализ себестоимости основывается на «Среднем» гидрологическом условии.

4.3.2 Реконструкция / Выбытие существующих генерирующих мощностей

Обычно ГЭС не выводят из эксплуатации, а периодически модернизируют (каждые 40 или 50 лет). Данное исследование не предназначено для планирования вывода из эксплуатации какой-либо ГЭС. БТ имеет планы по восстановлению большинства старых действующих ГЭС.

Иногда по завершении срока эксплуатации ТЭЦ их выводят из строя. Яванская ТЭЦ не работает уже на протяжении нескольких лет, и хотя эта ситуация будет продолжаться, ТЭЦ не будет выведена из эксплуатации.

4.3.3 Критерии надежности

Основной целью планирования расширения выработки является нахождение долгосрочного сценария расширения с наименьшими затратами, который предоставит прогноз спроса на должном или предварительно заданном уровне надежности. В любой заданный год, важно убедиться, что резервов генерирующих мощностей достаточно, чтобы система смогла удовлетворить спрос нагрузки, даже если один или большее число агрегатов вышли из эксплуатации и/или для систем со значительным гидроэнергетическим потенциалом, суше, чем планировалось для гидрологических условий. Критерии надежности обычно являются решающим



фактором при планировании дополнительных новых электростанций. Обычно существуют 2 типа критериев надёжности, используемых в планировании расширения выработки: детерминированные и вероятностные.

4.3.3.1 Детерминированные критерии

Имеется ряд способов определения детерминированных критериев надёжности. Однако, основную часть этих критериев составляет вырабатываемая мощность. В зависимости от применения эти критерии могут быть измерены с использованием значения, рассчитываемого при помощи валовой максимальной продолжительной мощности генератора или валовой мощности, чистой максимальной продолжительной мощности (валовая максимальная продолжительная мощность меньше услуг станции) или чистая мощность, или сезонная максимальная продолжительная мощность (максимальная продолжительная мощность). Некоторые службы/системы применяют детерминистические критерии до учета запланированного простоя электростанции, в то время как другие применяют их после.

Детерминированные критерии надёжности обычно выражаются тремя разными способами: (1) постоянным количеством мощности в МВт для учета случайного (также может включать запланированный) отключения одного, двух или нескольких крупных агрегатов, (2) процент ежегодного пикового спроса, или (3) процент ежегодного пикового спроса плюс постоянное количество мощности.

4.3.3.2 Вероятностные критерии

Общепринятые вероятностные критерии надёжности включают ВВОН и ожидаемый объёма недоотпущенной энергии (ООНЭ), которые получаются из вероятного изгиба графика нагрузки и достижимой выработки.

ВВОН используется для измерения риска, связанного с наличием недостаточной мощности выработки для соответствия графику нагрузки прогноза, который обычно выражается в днях в году или в часах в году, или в виде процента. Например, 1% вероятности внезапного отключения нагрузки указывает, что установленная выработка не будет соответствовать спросу прогноза в данном году для 3,65 дней или 87,6 часов. Нужно понимать, что простое значение вероятности внезапного отключения нагрузки может иметь разные последствия, так как может быть подсчитан на основе графика продолжительности ежедневной пиковой нагрузки или графика продолжительности ежечасной нагрузки. В случае с графиком продолжительности ежедневной пиковой нагрузки каждый день выражается одной точкой, наивысшим ежечасным спросом в течение дня.

ООНЭ является количеством ожидаемой энергии, которую система будет не в состоянии предоставить с планируемой системой генерации в определенном году. Он выражается либо в МВт/ч либо как процентное соотношение, в этом случае он равен предполагаемому дефициту электроэнергии спросу на электроэнергию, разделённому на спрос на э/энергию и умноженный на 100.

Для настоящего исследования был принят критерий надёжности ВВОН 5 дней в год на основе лучшей международной практики для подобных систем. Также был принят годовой критерий ООНЭ в 1% без ежемесячного превышения ООНЭ 5%. Отмечено, что ежегодный процент ожидаемого дефицита энергии будет подсчитан при использовании ежегодного спроса на электроэнергию, тогда как значение ежемесячного процента будет подсчитано с использованием надлежащего ежемесячного спроса в электроэнергии. И расчеты ВВОН и ООНЭ должны быть основаны на твердых (95%-я вероятность превышения) гидрологических условиях.

4.3.4 Критерии выбросов в атмосферу

При проектировании любой электростанции необходимо принять во внимание воздействие, которое она будет оказывать на экологию, независимо от её месторасположения. Рассмотрению подлежат прямое и косвенное влияние на окружающую среду и там, где будет необходимо, принять соответствующие смягчающие меры для соответствия постановлениям о выбросах. Оценка капитальных затрат и затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание электростанции должны включать связанные с ними затраты на смягчающие меры.



Одним из вопросов, связанных с охраной окружающей среды, которые стоит рассмотреть по ТЭЦ, являются выбросы в атмосферу (сернистый газ, оксиды азота, углекислый газ и другие парниковые газы, твёрдые частицы и прочее).

В современной практике при сравнении различных видов выработки принято применять экономическое обложение ТЭЦ (или компенсационные пособия) для учета влияния выбросов на общество. Обычно это делается на основе уровня выбросов, таких как CO₂, SO₂ и NO_x, которые будут выпущены соответствующим видом электростанции. Некоторые исследования взимают затраты в Евро за тонну для выражения общественных затрат на эти выбросы. Для настоящего исследования штраф в размере 5 дол. США за тонну выбросов, равных CO₂ и других выбросов, выражая затраты для общества будут облагаться на вариант тепловой выработки.

4.3.5 Ресурсы кандидатов выработки

Типы кандидатов, на расширение выработки, рассмотрены для соответствия растущему спросу за планируемый горизонт и детально обсуждены в Разделе 5, который включает следующие категории:

- Гидроэлектрические, включающие русловые ГЭС и с водохранилищем
- Выработка электроэнергии путем сжигания угля, включая ТЭЦ
- Выработка электроэнергии путем сжигания природного газа, включая газовые турбины и парогазовые турбины замкнутого цикла
- Выработка электроэнергии путем сжигания нефтяного топлива, включая дизель, газовые турбины и парогазовые турбины замкнутого цикла
- Возобновляемые источники энергии, включая ветровую, солнечную и геотермальную
- Другие технологии выработки электроэнергии, включая ядерную энергию.

Для исследований, схожих с ГПРЭС существуют определенные значения, необходимые для каждого ресурса выработки, включая экономический срок службы, период строительства, частоту отключений (запланированных и незапланированных) и поток денежных средств. В Таблице 4-1 представлены значения для этих пунктов, которые соответствуют применимым промышленным значениям.



Таблица 4-1: Характеристики станций-кандидатов – Срок эксплуатации и отключения

Станция/агрегат	Экономический срок службы (лет)	Продолжительность строительства (лет)	Плановые простои (%)	Внеплановые простои (%)	Движение денежных средств (%/год)
ГЭС с водохранилищем	50	6	4	4	10%, 15%, 20%, 25%, 20%, 10%
Русловые гидроэлектростанции	50	5	4	4	15%, 25%, 30%, 20%, 10%
Угольные ТЭС (2x350 МВт)	30	4	8	7	20%, 25%, 30%, 25%
Угольные ТЭС (2x150 МВт)	30	3	8	7	30%, 40%, 30%
ТЭЦ (2x50 МВт)	30	3	8	7	30%, 40%, 30%
Дизель	25	2	4	5	60%, 40%
Газовая турбина	20	2	4	5	60%, 40%
Газовые турбины в парогазовом цикле	25	3	6	6	30%, 40%, 30%
Ветровая	20	2	-	-	60%, 40%
Солнечные батареи	20	2	-	-	60%, 40%
Геотермальные	25	4	8	7	20%, 25%, 30%, 25%
Ядерные	40	8	8	5	10%, 10%, 10%, 15%, 15%, 15%, 15%, 10%

Примечание: Ветряным и солнечным электростанциям не были назначены значения отключения в связи с неустойчивой природой ресурсов

4.3.6 Программное обеспечение планирования выработки

Для того, чтобы смоделировать систему генерации для каждой индивидуальной альтернативной последовательности используется программное обеспечение GENISM, которое широко используется для моделирования расширений систем выработки. Планируемая модель GENISM используется для оценки альтернативных планов расширения мощности энергетической системы и определения использования информации для объектов энергосистемы. Модель воспроизводит работу генерирующей системы в течение многолетнего периода планирования с целью определения требований к выработке всех гидро- и тепловых объектов генерации и оценки энергии в энергосистеме для всей области коммунальных услуг. Эта информация затем используется в модели, чтобы оценить экономические выгоды и издержки плана развития на стадии рассмотрения. Модель полностью объясняет изменчивость гидрологических притоков ГЭС, используя устойчивые возможности гидроэлектростанции, чтобы удовлетворить определенным критериям надежности при определении сроков дополнений выработки. Диапазон вероятных возможностей гидроэлектростанций затем используется для расчета ожидаемой выработки электроэнергии для каждого завода и ожидаемого топлива и эксплуатационных расходов для всей системы.

GENSIM представляет собой всесторонний пакет компьютерных программ. Раздел планирования модели очень интерактивен, что позволяет определить графики ввода в эксплуатацию выработки для удовлетворения прогноза заданной нагрузки с согласованными уровнями надежности.



Рабочий отдел определяет вероятную месячную или годовую выработку электроэнергии для каждой электростанции. Анализ планирования и операционный анализ может быть выполнен и по детерминистическому и по вероятностному методу. Экономический анализ производит дисконтированный поток денежных средств всего капитала и операционных затрат для расчета общей настоящей стоимости затрат системы в течение всего горизонта исследования.

4.4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЦЕН НА ТОПЛИВО

Прогноз цен на топливо будет необходим для вариантов выработки с учетом использования нефтепродуктов, природного газа и угля.

Для выработки электрической и тепловой энергии на Душанбинской ТЭЦ-1 и Яванской ТЭЦ могут использовать природный газ при наличии в качестве основного топлива по цене 1400 Сомони за 1000 кубических метров, т.е. 7,47 дол. США/ГДж (поставки из Узбекистана); резервное топливо – это малосернистое нефтяное топливо (мазут) М-100 по цене от 600 до 800 долларов США за тонну, т.е. примерно от 13,88 до 18,51 долларов США за ГДж (значения 2013 и 2014 гг.).

4.4.1 Ситуация с топливом в Таджикистане

Выработка электроэнергии в Таджикистане в первую очередь осуществляется с помощью ГЭС. Из общей установленной генерирующей мощности примерно 5 346 МВт в стране (в том числе Яванская ТЭЦ), выработка ГЭС составляет 92% от общей мощности. Согласно информации, полученной из МЭВР, гидроэнергетический потенциал страны находится на 8-ом месте в мире. То есть страна имеет вырабатывающий потенциал порядка 527 млрд. кВтч в год, из которых на данный момент используется только 4%. Потенциал ГЭС основывается на 2-х основных речных системах, Амударья (образованная в результате слияния рек Вахш и Пяндж) и Сыр Дарья. На Таджикистан приходится 64% оттока всего региона.

Помимо водных ресурсов, для выработки электроэнергии также используется природный газ и мазут на обеих ТЭЦ – Душанбинской и Яванской. Оба вида топлива импортируются из других стран. Котлы на ТЭЦ Душанбе были спроектированы для использования природного газа в качестве первичного топлива и мазута в качестве вторичного. По причине отсутствия природного газа Душанбинская ТЭЦ использует мазут, который транспортируется на место по железной дороге. По причине отсутствия топлива и потребителей горячей воды, Яванская ТЭЦ не работает на протяжении последних лет.

Доступные уровни нефти и газа в стране полностью исчерпали себя. В настоящее время нет известных, достоверных и коммерчески жизнеспособных запасов нефти и природного газа в Таджикистане. На основании данных, полученных в Министерстве энергетики и промышленности, потенциальный резерв нефти и газа был оценен в размере 1 330 млн. тонн нефтяного эквивалента. Из этой суммы запасов нефть составляет около 177 млн. тонн, а остальное составляет природный газ.

Таджикистан ввел в эксплуатацию свою первую угольную электростанцию (Душанбинская ТЭЦ-2) с двумя агрегатами по 50 МВт в 2014 году. Уголь для данной ТЭЦ будет поставляться с шахт Зидды и Фон Ягноб при помощи грузовиков. Угольное месторождение Зидды расположено в южной вершине Гиссарского хребта, на расстоянии примерно в 70 км от Душанбе. Месторождение Фон Ягноб расположено в районе Айни Согдийской области на расстоянии 130 км от Душанбе.

Таджикистан имеет значительные разведанные и подтвержденные запасы угля. По данным Правительства РТ в Таджикистане имеются около 40 месторождений угля с подтвержденным запасом в более чем 4,5 млрд. тонн. В настоящее время 16 предприятий активно ведут разработку 13 месторождений угля.

4.4.2 Основные предположения и наличие местных видов топлива

В 2011 г. страна импортировала всего лишь 180 млн. м³ природного газа, в то время как в период с 2000 по 2007 гг. импорт составлял в среднем 600-700 млн. м³. Суммарная вместимость магистральных газопроводов составляет более 7 млрд. кубометров, что говорит о значительных неиспользованных мощностях трубопровода. Эта резервная вместимость может заправлять до 4 000 МВ базовой нагрузки газотурбинной установки парогазового цикла.



И Туркменистан, и Узбекистан имеют значительные резервы природного газа. Узбекистан в последнее время стремится к долгосрочным контрактам с Китаем и имеется политическая цель увеличить экспорт до 30 миллиардов кубометров, заменив уголь для внутреннего производства электроэнергии, чтобы увеличить объем доступной поставки природного газа на экспорт. Однако неясна немедленная доступность природного газа, так как Узбекистан указывал на некоторые ограничения в поставке по завершению контракта с Таджикистаном на апрель 2012 г.

Из описанных выше факторов, следует понимать, что цены на мазут и природный газ для Таджикистана будут соответствовать международным ценам (в частности, цены в Европе) для сырой нефти и природного газа. Таким образом, было решено исследовать общедоступные прогнозы на сырую нефть и природный газ, поскольку они могут обеспечить хороший показатель, скорее всего, будущего направления движения цен.

Несмотря на наличие значительного запаса угля в Таджикистане, экспортная цена отечественного угля также следует мировым ценам, так как уголь может быть легко транспортироваться из страны по железной дороге. Тем не менее, уголь, поставляемый на Душанбинскую ТЭЦ 2 не соответствует международным ценам на уголь, которая складывается из цены на угольной шахте и стоимости транспортировки.

Прогнозы цены на топливо были собраны с 4-х известных учреждений, Управления энергетической информации США, Всемирного банка, финансовых компаний Sproule и Citi.

Управление энергетической информации собирает, анализирует и распространяет независимую и беспристрастную информацию по энергетике для рациональной политики, эффективности рынков и общественного понимания энергии и ее взаимодействия с экономикой и окружающей средой.

ВБ является одним из важнейших источников финансовой и технической помощи развивающимся странам по всему миру и представляет собой уникальное партнерство по сокращению бедности и поддержке развития.

Sproule является диверсифицированной, всемирно известной нефтяной консалтинговой фирмой с 60-летним опытом во всех аспектах энергетического сектора в Северной Америке и мире.

Citi является международной финансовой корпорацией, обеспечивающей физические лица, компании, правительства и институциональных клиентов широким спектром финансовых продуктов и услуг.

Прогнозы, произведенные каждым из четырех учреждений являются недавними и датируются по состоянию на:

- Ежегодный прогноз электроэнергии 2014 Управления энергетической информации был издан в апреле 2014 года
- Прогноз сырьевых рынков ВБ был подготовлен в январе 2015 года.
- Прогноз Sproule был подготовлен в январе 2015 года.
- Ежегодный прогноз перехода к росту 2014 Citi.

4.4.3 Прогнозирование сырой нефти

Прогнозы цены на сырую нефть были собраны из трех институтов, УЭИ, ВБ и Sproule. Рисунок 4-1 показывает прогнозируемые цены на сырую нефть за 11-летний период, т.е. с 2015 до 2025 гг. Важно отметить, что цены, используемые во всех прогнозах цен на топливо (с Рисунок 4-1 до Рисунок 4-3) выражены в постоянных долларах США в 2015 г. Цены УИЭ являются спотовыми ценами Brent. Цена ВБ относится к средней спотовой цене по всему миру и цена Sproule относится к спотовой цене Brent Великобритании.

Это можно наблюдать из Рисунок 4-1 :

- Прогнозируемая цена УЭИ, как ожидается, сократится на пару лет, а потом увеличится до 2025 года. В течение прогнозного периода, цена будет меняться от около 100 дол. США/баррель в 2015 году около 112 дол. США/баррель в 2025 году.
- Прогноз ВБ прогнозирует, что цена на нефть будет незначительно увеличиваться в течение прогнозного периода от начального значения в 53 дол. США/баррель до значения, близкого к 88 дол. США/баррель к 2015 г.

- Прогноз Sproule показывает стартовую цену, аналогичную прогнозу Всемирного банка с последующим увеличением цены до 2017 г., а затем устойчивую цену до конца прогнозного периода в 87 дол. США/баррель.

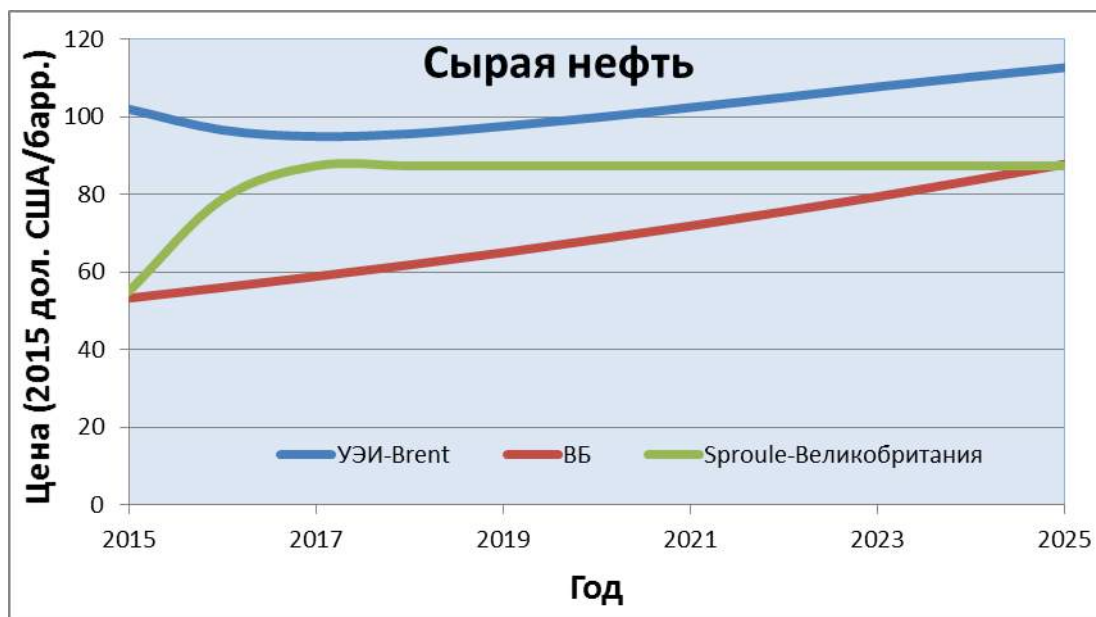


Рисунок 4-1: Прогноз цены на сырую нефть

При сравнении этих трёх прогнозов, кажется, что прогноз Sproule более применим к исследованию в Таджикистане. Причины для такого вывода включают в себя следующее:

- Цены на топливо в Таджикистане, скорее всего, будут основываться на цене Brent Великобритании.
- Так как в настоящее время цена занижена, очень вероятно, что цена будет расти в ближайшие несколько лет, а затем стабилизируется, как это произошло в прошлом
- Хотя в настоящее время спотовая цена Brent ниже 55 дол. США/баррель, она составляла более 100 дол. США/баррель в течение некоторого времени

Для этого исследования, была выбрана цена на сырую нефть в 80 дол. США/баррель, которая включает в себя стоимость доставки в ближайший порт или депо подходящего очистительного предприятия.

Понятно, что в настоящее время цены на нефть довольно понижены, но это, как ожидается, будет продолжаться в течение короткого срока только с ценами на сырую нефть, которая потом поднимется на уровень между 80 и 100 дол. США за баррель.

Цены на легкую топливную нефть (ЛТН) и мазут на 30% выше и на 20% ниже, чем цена на сырую нефть соответственно. Тепловой эффект ЛТН принят в 6,13 ГДж/баррель, а для мазута в 6,594 ГДж/баррель.

Важно отметить, что цена, указанная в Рисунок 4-1 основана на ценах сырой нефти, поставленной в основные порты или склады и не включает стоимость доставки с порта до нефтеперегонного завода, стоимость перегона и стоимость доставки нефтепродуктов на объекты электростанции.

4.4.4 Прогнозирование цен на природный газ

Прогнозные цены на природный газ были получены из УЭИ, ВБ и Sproule. Рисунок 4-2 показывает три группы прогнозных цен, для Henry Hub (США), Европы и Великобритании. Из этого графика можно увидеть, что цены Henry Hub гораздо ниже, чем цены в Европе. ВБ прогнозирует рост цен в США и постоянную цену на европейский природный газ. Для Великобритании, как и ее прогноза

сырой нефти, Sproule прогнозирует рост цен за период с 2015 по 2017 гг., а после этого постоянную цену.

Учитывая физическое расположение Таджикистана и его природных источников газа, можно утверждать, что прогнозы цен для Европы являются более актуальными и с учетом потенциала новых источников (новых объектов с потенциальным применением гидроразрыва) маловероятно, что будет какое-то значительное повышение цен. Важно также отметить, что цены, представленные на Рисунок 4-2, относятся к основным узлам и они не включают в себя компоненты, необходимые для передачи газа в его конечный пункт назначения.

В данном исследовании была выбрана цена в 10 дол. США/ГДж импортируемого природного газа, которая включает стоимость доставки на объекты электростанции. Также отмечено, что нынешняя политика Государства по местному газу относится к его использованию только мелкими потребителями, и представители Министерства отметили, что местный газ, даже если добывался бы при достаточном количестве, не был использован для выработки электроэнергии.

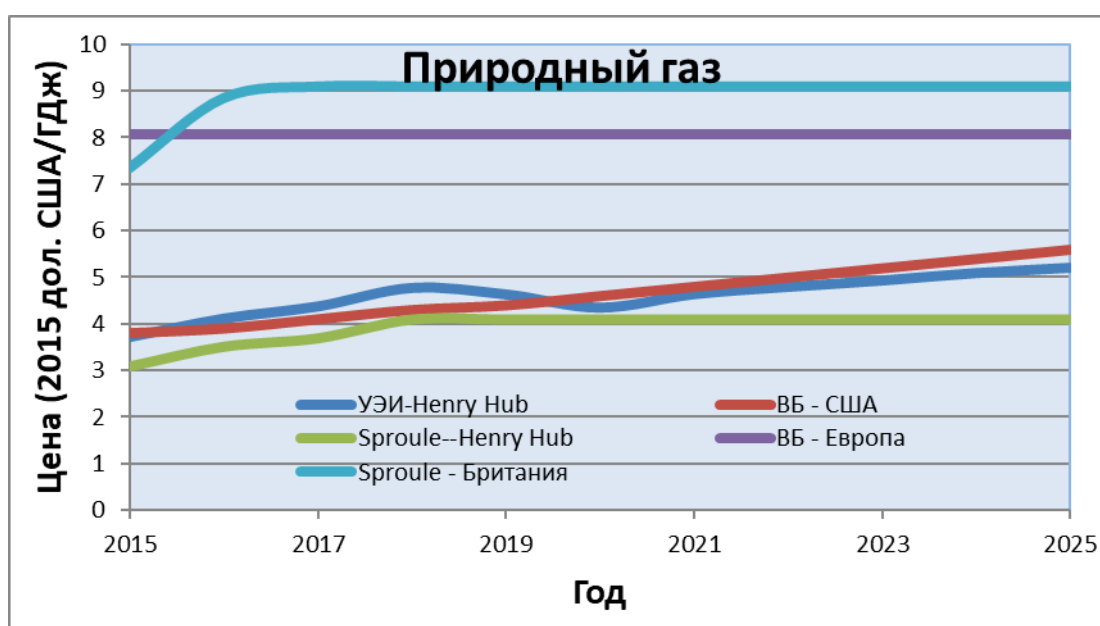


Рисунок 4-2: Прогнозирование цен на природный газ

4.4.5 Прогнозирование цен на уголь

Цены на уголь, указанные на Рисунок 4-3, были получены из прогнозов Управления энергетической информации и Всемирного Банка и они представляют цены франко вдоль борта и франко-борт и не включают сборы и расходы на внутреннюю разгрузку, погрузку и транспортировку на электростанции. Необходимо отметить, что прогнозирование цен УЭИ относится к двум видам угля, добываемого в США, 1 для экспортируемого угля и 2 для прочего угля, который будет использоваться в находящихся в США электростанциях. Прогноз ВБ относится к австралийскому углю. Более высокая цена на уголь УЭИ для экспортируемого угля заключается в том, что большинство экспорта составляет коксирующий уголь, который имеет более высокое теплосодержание.

Как видно из Рисунок 4-3, экспортируемый уголь имеет очень высокую цену порядка 160 дол. США/тонна, и это, вероятно, из-за высокого содержания тепла этого угля. Прогноз УЭИ для угля, используемого на электростанциях США варьируется между 53 дол. США и 61 дол. США за тонну, тогда как прогноз ВБ варьируется между 67 дол. США и 85 дол. США за тонну.

В Ежегодном прогнозе перехода к росту 2014, Citi прогнозирует цену в 80 дол. США за тонну для энергетического угля в 2014 году.

Хотя международные цены на уголь являются относительно высокими, цены на отечественный уголь, используемый для выработки электроэнергии в Таджикистане являются относительно

низкими из-за низкой «роялти», налогов и другого. Средняя цена угля для Душанбинской ТЭЦ-2 составляла около 70,00 дол. США за тонну, которая включает в себя около 40 дол. США за тонну угля на устье главного шахтного ствола и 30 дол. США за тонну для поставки и обработки. Так как будущие угольные электростанции (кроме ТЭЦ) будут расположены рядом с устьями главного шахтного ствола, предполагается общая цена 45 дол. США за тонну, что включает в себя добычу и доставку на территорию электростанции у устья главного шахтного ствола. Для электростанций, работающих на угле, которые расположены рядом с шахтами и где требуется транспортировка предусмотрена общая цена в размере 55 дол. США за тонну (40 дол. США - уголь, 5 - обработка, 10 - транспортировка).

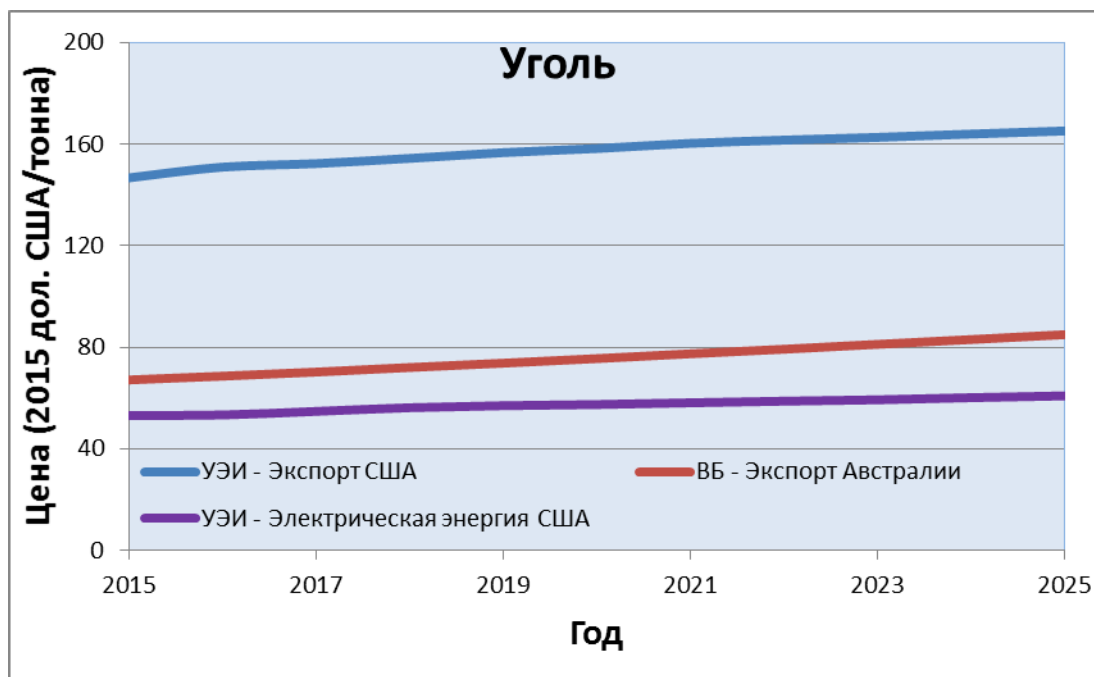


Рисунок 4-3: Прогнозирование цен на уголь

4.4.6 Теплосодержание топлива и цена за единицу энергии

В Таблице 4-2 отражены предлагаемые затраты на единицу топлива в дол. США/ГДж, которые будут использованы при подготовке ГПРЭС и равны 20,23 дол. США/ГДж для ЛТН, 12,74 дол. США/ГДж для мазута, 3,27 дол. США/ГДж для местного топлива, используемого на ТЭЦ, 2,10 дол. США/ГДж для отечественного угля, используемого на электростанциях обычного типа и 10 дол. США/ГДж для импортируемого природного газа. Эти допущения основаны на прогнозируемых ценах на сырую нефть, природный газ, уголь, а также на следующих положениях:

- Для сырой нефти используется постоянная цена в размере 80 дол. США/баррель, в результате чего цена ЛТН оставляет 104 дол. США/баррель, а цена ТТН составляет 64 дол. США/баррель.
- Стоимость 20 дол. США добавляется к общей стоимости жидкого топлива и мазута за переработку и доставку топлива на электростанции.

Высшая теплота сгорания лёгкой топливной нефти (ЛТН) и тяжёлой топливной нефти принята за 6,13 ГДж/баррель и 6,594 ГДж/баррель соответственно.

Цена на уровне 70,00 дол. США/тонна предполагается для местного угля, используемого на ТЭЦ и 45,00 дол. США/тонна для местного угля, используемого электростанциями обычного типа, которые будут находиться в устье главного шахтного ствола, тогда как для электростанций, находящихся возле шахты, цена будет на уровне 55,00 дол. США.

Значение 10 дол. США/ГДж принято для природного газа плюс включая расходы на доставку при допущении, что не существует инфраструктуры газопровода и нет необходимости в новых трубопроводах.



Таблица 4-2: Полная стоимость выработки единицы энергии

Категория	Топливо					
	Сырая нефть	Лёгкая топливная нефть	Тяжелая топливная нефть	Уголь для ТЭЦ	Уголь	Природный газ
	Единица измерения					
	(барр.)	(барр.)	(барр.)	(тонна)	(тонна)	(ГДж)
Цена товара за единицу (дол. США)	80	104	64	39,22	39,22	10
Теплотворная способность (ГДж/ед) - ВТС		6,13	6,594	21,39	21,39	
Цена товара (дол. США/ГДж)-ВТС		16,97	9,71	1,83	1,83	10
Стоимость доставки (дол. США/единица)		20	20	29,41	5,88	в том числе:
Стоимость доставки (дол. США/ГДж)-ВТС		3,26	3,03	1,38	0,28	в том числе:
Общая стоимость энергии (дол. США/ГДж)-ВТС		20,23	12,74	3,21	2,11	10

4.5 ПРИМЕНИМЫЕ НАЛОГИ ДЛЯ ФИНАНСОВОГО АНАЛИЗА

В соответствии с Налоговым кодексом Республики Таджикистан (статья 343.2) импорт товаров для строительства гидроэлектростанций, которые являются важными объектами для Таджикистана, освобождаются от налога на добавленную стоимость (НДС) (в размере 18%) и таможенных пошлин (в размере 5% до 15%).

Для реализации целевых проектов, одобренных Правительством, таможенные пошлины не взимаются и, таким образом кажется, что тепловые электростанции (ТЭС) могут быть классифицированы в качестве целевых проектов, так как они помогут справиться с нехваткой электроэнергии в зимний период.

Также предполагается, что будет плата за освидетельствование в размере 1,2%, чтобы таможня могла убедиться, что импортируемое оборудование будет использоваться по назначению на 70% от общей стоимости.

Инфляция предполагается в размере 3% в год в течение всего периода исследования и процент во время строительства в 10% должен применяться для годовых денежных потоков в период строительства.

4.6 ПЕРЕДАЧА

В данном разделе представлен краткий обзор параметров планирования, использованных для проведения исследований по планированию передачи, что помогло в разработке плана расширения, допускающего поставку необходимых норм из ожидаемых мест выработки к центрам нагрузки надежным и экономичным методом на период в 25 лет.

Одной из главных целей планирования электрической системы является разработка системы электроснабжения с определенным уровнем производительности с допустимой степенью адекватности и безопасности, основанной на компромиссе между затратами и рисками. Для разработки энергетической системы были приняты определённые критерии или меры деятельности, и эти меры зависят от таких факторов как доступность выработки, класс напряжения, размеры и конфигурация системы, средства для контроля и связи, и трудности, связанные с ресурсами. Подходы к различным системам отличаются друг от друга, но общим элементом в них остается приемлемое функционирование системы.

Критерии планирования – это набор правил или параметров, которых необходимо придерживаться при проведении анализа альтернатив по расширению системы выработки и передачи электроэнергии. Иногда допускаются небольшие отклонения, когда они имеют под собой техническое или экономическое обоснование.

Критерии исследования обычно разрабатываются опытным персоналом, который уже несколько лет работает в данном секторе, это планировщики системы, операторы системы, экономисты и другие специалисты, вовлечённые в электроэнергетический сектор.



4.6.1 Область и горизонт планирования

Исследование проводилось по четырём областям: город Душанбе, Согдийская область, РРП и Хатлонская область. Дополнения в каждой области были детально рассмотрены в этой области. Например, по каждой области имелся ряд непредвиденных обстоятельств. Все эти непредвиденные обстоятельства были рассмотрены при исследовании дополнений в этих областях. Однако, только одно подмножество непредвиденных обстоятельств из других областей было рассмотрено.

Горизонты планирования включают 2014 год (исследования по этому году продолжались), 2020, 2025, 2035 и 2039 гг. Неопределенность в результатах, касающиеся случаев на перспективу увеличивается в годовом исчислении по причине ошибок в прогнозе роста нагрузки, передачи, данных модели выработки и отсрочек проекта.

4.6.2 Технические критерии

Ниже приводится краткое описание основных критериев, использованных в этом исследовании. Они основаны на международных принципах. Специфические критерии, обычно используемые в Таджикистане, были рассмотрены для включения в нижеследующий перечень:

а) Напряжение на шинах подстанций

Оборудование будет запланировано для работы в устойчивом режиме между коэффициентом мощности 0,95 и 1,05 и 0,9 до 1,1 после аварии. Любой из сценариев, который не в состоянии соответствовать этим критериям будет считаться неудачным. Насколько нам известно, в настоящее время послеаварийные критерии не могут быть удовлетворены по определённым авариям.

Исследования в нынешнем году также будут рассматривать действия, необходимые для возврата системы в нормальное состояние после непредвиденных обстоятельств.

б) Тепловая нагрузка

Тепловая нагрузка будет поддерживаться ограниченной при меньшем значении в 100% от номинальной мощности оборудования или загрузки, при которой предельная случайность не будет производить послеаварийное загрузочное нарушение.

Значения аварийной загрузки будут использоваться при проведении краткосрочного анализа последствий аварий, если это находится в соответствии с нынешним условием планирования и практики в Таджикистане. Пределы аварийной загрузки в настоящее время установлены на уровне 110% для линий электропередач и 120% для трансформаторов.

Исследования в нынешнем году также будут рассматривать действия, необходимые для возврата системы в нормальное состояние после непредвиденных обстоятельств.

в) Вращающийся резерв

Резерв генерации будет установлен в соответствии с адекватными стандартами и как обычно будет установлен для выравнивания большего из крупнейших потерь энергии в зависимости от обстоятельств или потерь с крупнейшей ГЭС. Обычно половина резерва выработки будет храниться как вращающийся резерв. В случае выхода из строя генерирующих мощностей, это может в значительной степени улучшить восстановление системы.

г) Фактор полезной выходной мощности

Система должна быть запланирована с учётом коэффициента мощности нагрузки в пределах значения, которое будет установлено специалистами БТ и коэффициент мощности должен находиться между 0,90 и 0,95 на уровне напряжения распределения.

е) Резерв реактивной мощности

Достаточно реактивной мощности должно быть доступно на каждой передающей подстанции для поддержания стабильной работы с коэффициентом мощности от 0,90 до 1,05.



Достаточно реактивной мощности должно быть доступно на каждой передающей подстанции для поддержания стабильной работы с коэффициентом мощности от 0,9 до 1,1 после возникновения аварийной ситуации.

f) Уровни неисправности

Максимальный уровень неисправности в системе должен быть ниже 80% от номинальной отключающей способности автоматических выключателей, определенных с использованием переходных сопротивлений генераторов.

g) Частотные критерии

Система будет изучена при частоте 50 Гц. Предполагается, что перепад всех регуляторов на ГЭС будет установлен для реагирования в равной степени на любые отклонения частоты. Исключения из этого предположения необходимо будет отметить.

h) Межгосударственные перетоки

В настоящее время все перетоки между Таджикистаном и Узбекистаном остановлены.

Обычно перетоки представляют ценность для обеих сторон. Поэтому, следует рассматривать возможность возобновления осуществления перетоков в перспективе. Новые передающие системы должны учитывать эту возможность и не препятствовать возобновлению перетоков. По этой причине, при долгосрочных случаях в 10 лет и выше будут исследоваться оба сценария, один с возобновленными перетоками, а другой с открытыми перетоками.

i) Стабильность системы

Система должна оставаться устойчивой к 3-х фазному замыканию, которое приводит к отключению одного поврежденного элемента.

4.6.3 Капитальные затраты и экономические критерии

Экономические критерии, которые будут использоваться в сравнении альтернатив в изучении передачи, указаны выше в Разделе 4.1.

Для сравнения общих затрат альтернатив передачи, необходимы капитальные затраты на новые дополнения оборудования и связанные с ним затраты на эксплуатацию и ремонт. Кроме того, стоимость потерь также должна быть включена в общий анализ, так как разные альтернативы имеют разные уровни потерь.

Для того, чтобы иметь возможность оценивать капитальные затраты каждой рассмотренной альтернативы передачи, необходимы затраты на единицу оборудования. Затраты на оборудование передачи были разработаны на основе самых последних цен в Таджикистане для линий электропередач разного напряжения и подстанций. Стоимость единицы линий электропередач, подстанций, трансформаторов и конденсаторов представлена в разделе 7 и Приложении Е.

Для настоящего исследования предполагается, что ежегодные затраты на эксплуатацию и ремонт будут составлять 1,5% в год от общего объема капитальных вложений для каждой единицы оборудования. Нельзя не отметить, что для эксплуатации и технического обслуживания передающих линий требуется низкий процент, тогда как для оборудования подстанции требуется более высокий процент, таким образом, выбранное значение представляет среднюю величину по всему передающему оборудованию.

4.7 Будущие перетоки в регионе

В период 2008 и 2009 годов в Таджикистане была построена линия электропередач Север-Юг 500 кВ, соединяющая ранее разделенные северные и южные регионы. В результате этого отпала необходимость в прохождении большой мощности через территорию Узбекистана. В этот же период системы Южного Казахстана и Северного Казахстана были соединены с линией электропередач 500 кВ.

В дополнение к существующей линии межсистемных перетоков 220 кВ и 110 кВ с Афганистаном и линии межсистемных перетоков 220 кВ с Кыргызстаном имеются несколько рассматриваемых проектов региональных линий межсистемной связи, которые включают:



- Повторное соединение сети Таджикистана к сетям Кыргызстана и Узбекистана, что вновь могло бы обеспечить Таджикистан дополнительными 950 МВт импорта во время осенне-зимнего периода как части энергетической системы Центральной Азии. Это предполагает возобновление торговли электроэнергией, которая была постепенно прекращена после распада СССР, когда страны решили сократить взаимную торговлю и стать энергетически независимыми. Содействие региональной торговле электроэнергией соответствует целям программы Центрально Азиатского Регионального Экономического Сотрудничества
- Проект CASA-1000 для Центральной Азии – регионального рынка электроэнергии Южной Азии, который включает планы по строительству ЛЭП 500 кВ между Кыргызстаном, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном. Проект CASA-1000 является обеспечит Пакистана 1300 МВт во время только летних месяцев, которые являются пиковым периодом спроса в Пакистане. 65% необходимой электроэнергии будет предоставлено Таджикистаном и 35% Кыргызстаном. Ожидается, что он будет введен в эксплуатацию к 2021 году.
- Строительство линий электропередач 500 кВ в Рагун-Пешавар находится на стадии обсуждения.
- Строительство линии электропередачи 500 кВ протяженностью 550 км до Синьцзян-Уйгурской автономной области Китайской Народной Республики. Основная цель линии электропередачи заключается в том, чтобы осуществлять передачу избыточной энергии в течение летних месяцев. Хотя никакие исследования не были предоставлены в наше распоряжение для проверки, предполагается, что эта линия будет способна передавать 900 МВт в автономную область.

Поскольку предусматриваются две дополнительные линии в Афганистан и Пакистан, на данном этапе будет рассматриваться только одна из них.



5. РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАБОТКИ

В данном разделе приводится краткое описание энергетических ресурсов, имеющихся для выработки электрической энергии, в том числе отечественного и импортного топлива, а также технологий выработки, применимых для Таджикистана. Основные технико-экономические параметры подходящих технологий также представлены в этом разделе также как и начальная проверка вариантов.

5.1 ВВЕДЕНИЕ

Данный раздел представляет обзор ресурсов выработки и связанных с ними доступных технологий для удовлетворения существующего и будущего спроса в электроэнергии в Таджикистане. Эти ресурсы и технологии были описаны в Отчете по параметрам планирования и вариантах выработки и были пересмотрены в настоящем отчете для включения новейшей доступной информации. Более детальное описание ресурсов и технологий доступно в Приложении С.

Таджикистан обладает огромным количеством гидроэнергетических ресурсов, которые могут быть использованы для выработки э/энергии, но используется только ограниченное количество. В дополнение к запасам гидроэлектроэнергии, Таджикистан имеет большие разведанные и проверенные запасы угля, которые могут быть использованы для разработки проектов производства электроэнергии при помощи сжигания угля. Несмотря на то, что государство имеет ограниченное количество резервов нефти и природного газа, для выработки электроэнергии, оно может импортировать жидкое топливо и природный газ из других стран.

Другие варианты включают переговоры о соглашениях по закупке/продаже электроэнергии на долговременной основе с соседними странами в течение зимнего сезона и продажи излишков электроэнергии в летний сезон и в дополнение к этим вариантам, прочие ресурсы (ветряные и солнечные) также представлены в данном разделе.

Данный раздел также включает начальную проверку ресурсов и технологий для определения технологий, которые экономически нецелесообразны для удовлетворения спроса и понижения количества анализируемых сценариев расширения.

5.2 ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ

Как показано на Рисунок 5-1, основными бассейнами рек в Таджикистане являются Каферниган, Пяндж, Обихингоу, Сурхоб, Вахш и Зеравшан.

Страна находится на 8-м месте в мире по гидроэнергетическим ресурсам, которые составляют порядка 527 млрд. кВтч¹ в год, из которых в настоящее время используется только 4%. В дополнение к разработанным ГЭС и находящимся на стадии строительства, потенциальными ресурсами на каждом из крупных речных бассейнов являются:

- Около 4 450 МВт в бассейне реки Вахш
- Около 1 800 МВт в бассейне реки Сурхоб
- Около 1 750 МВт в бассейне реки Обихингоу
- Около 1 450 МВт в бассейне реки Каферниган
- Около 1 260 МВт в бассейне реки Зерафшан
- Около 17 900 МВт в бассейне реки Пяндж

Несмотря на наличие огромного гидроэнергетического потенциала, оценка потенциала в основном проводилась в период СССР. Лишь некоторые предварительные ТЭО или ТЭО были предоставлены исследовательской группе МЭП и его правопреемнику – МЭВР. Они включают:

¹ Текущая ситуация и перспективы развития энергетики и промышленности в Республике Таджикистан



- Исследование технико-экономического обоснования (ТЭО) строительства Рогунской ГЭС, подготовленное Консорциумом Coyne et Belliere (Франция), Electroconsult (Италия) и IPA (Великобритания),
- ТЭО Шурабской ГЭС
- Предварительное ТЭО строительства ГЭС на реке Фондаря, подготовленное EnergoFichtner в 2011 году.
- Технико-экономическое обоснование Санобадской ГЭС на реке Пяндж, подготовленное для Фонда Ага Хана по экономическому развитию
- Презентация для двух проектов Нурабад 1 и Нурабад 2, подготовленная Design Group Project Consultants PVT Ltd.
- Технико-экономическое обоснование строительства ГЭС Нурек 2, подготовленное Нурофар
- ГЭС Айни, подготовленное Farab Energy and Water Projects
- Предварительное ТЭО по Нурабаду-1, подготовленное ОАО ТБЕА, Китай, в 2009 году
- ТЭО по Явану, подготовленное китайской компанией Синохайдро в 2008 году.

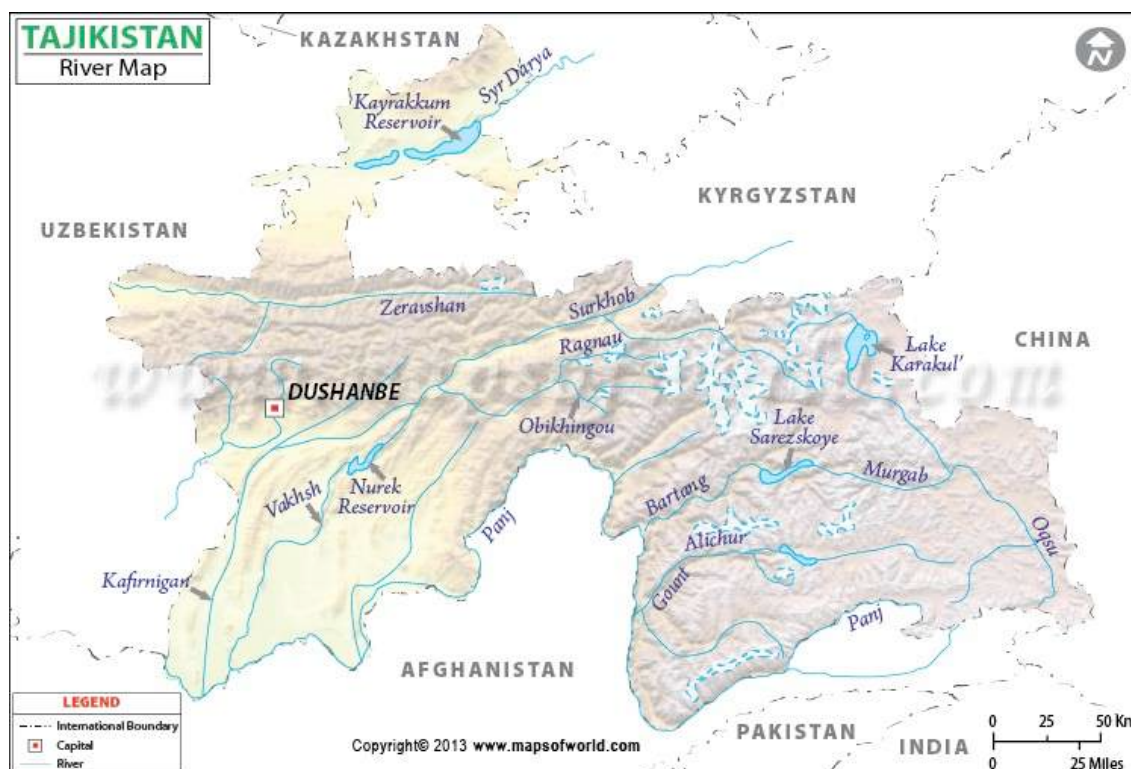


Рисунок 5-1: Карта речной системы

Доклады, предоставленные и подготовленные Министерством, Всемирным Банком и другими консультантами показывают, что возможно, были проведены и другие исследования.

После первоначального тщательного анализа гидроэнергетического потенциала, было решено, что потенциал ГЭС в бассейне реки Пяндж не будет приниматься во внимание в этом ГПРЭС, потому что река формирует часть границы с Афганистаном (длительные переговоры перед строительством любого проекта), было бы трудно получать доступ на объекты по причине отсутствия инфраструктуры и для этих ГЭС потребовалось бы строительство протяженных ЛЭП.



5.2.1 Возможная к постройке Рогунская ГЭС

Сокращенный вариант ТЭО проекта строительства Рогунской ГЭС, подготовленный Консорциумом Coyne et Beller Франции, Electroconsult Италии и IPA Великобритании и изданный в августе 2014 г. был загружен с сайта Всемирного банка.

Этот отчет не включал ежемесячную среднюю и твердую выработку электроэнергии, вероятный год ввода в эксплуатацию, капитальные затраты проекта, ежегодные расходы, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание и т.п. Таким образом, было решено использовать основанные на информации предположения относительно этих параметров, как указано ниже:

ТЭО рассматривало 3 высоты плотины, каждой с 3 разными установленными мощностями. Выбранная высота плотины была 1 290 м над уровнем моря, что эквивалентно высоте плотины в 335 м. Выбранная мощность составила 3 200 МВт, поделенная на 6 агрегатов (2 агрегата по 400 МВт и 4 агрегата по 600 МВт).

Согласно графику проекта, примерно после 73 месяцев с начала периода строительства, агрегаты 5 и 6 должны быть сданы в эксплуатацию в предварительном режиме, и приступить к производству э/энергии. Ожидается, что уровень водохранилища будет минимальным к 112-му месяцу строительства. Агрегаты с 1 по 6 должны быть сданы в эксплуатацию в их окончательной конструкции между 117-м и 127-м месяцами. Плотина должна быть завершена после 163 месяцев строительства и ожидается, что резервуар будет заполнен примерно через 18 лет после начала строительства.

На основании значений, представленный в ТЭО, группа проекта разработала ежемесячную среднюю и твердую электроэнергию с момента, когда 2 первых агрегата начнут работать до полного заполнения водохранилища. Эти значения представлены в Приложении С. Годовая средняя выработка электроэнергии, после того как водохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено, составит 14 210 ГВтч, и этот показатель по всему каскаду Вахшских ГЭС с учетом Рогунской ГЭС составит 34 173 ГВтч. Гарантированная энергия для Рогунской ГЭС была определена в размере 11 748 ГВтч (по данным ТЭО), а для Вахшской системы включая Рогунскую ГЭС в размере 28 623 ГВтч. Таблица 5-1 представляет среднемесячную и гарантированную энергию, как только водохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено. Следует отметить, что выработка в некоторые зимние месяцы значительно меньше, чем в летние месяцы по причине гидрологических условий.

Таблица 5-1: Среднемесячная и гарантированная электроэнергия Рогунской ГЭС

А) Средняя энергия Рогунской ГЭС и остальной системы Вахш после полного заполнения Рогунского водохранилища

Станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Рогунская ГЭС	1 129	1 042	920	954	1 098	1 194	1 237	2 027	1 432	923	1 084	1 170	14 210
Система на реке Вахш с Рогунской ГЭС	2 785	2 612	2 321	2 417	2 795	2 994	3 027	4 270	3 341	2 159	2 600	2 852	34 173

В) Гарантированная энергия Рогунской ГЭС и остальной системы Вахш после полного заполнения Рогунского водохранилища

Станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Рогунская ГЭС	1 047	794	811	810	1 100	1 200	1 241	1 209	1 028	645	847	1 016	11 748
Система на реке Вахш с Рогунской ГЭС	2 488	2 015	1 935	1 717	2 781	2 969	3 005	3 046	2 502	1 547	2 078	2 540	28 623

Источник: Исследование ТЭО эксплуатации водохранилища - Приложения

Для выбранной альтернативы (1 290 метров над уровнем моря и 3 200 МВт) предполагается, что капитальные затраты для завершения строительства Рогунской ГЭС составят порядка 5,5 млрд. долларов США. Общая сумма капитальных затрат в размере 5,5 млрд. долларов США - это однократные капитальные затраты, которые включают затраты Заказчика, расходы по финансовым операциям (за исключением процентов) и затраты на ликвидацию. Затраты за одну ночь - это затраты проекта, как если бы проценты не налагались в ходе строительства.



На основании общей стоимости проекта в размере 5,5 млрд. дол. США, ежегодные капитальные расходы для проекта показаны в Таблица 5-2

Предполагается, что проект начнет производить энергию задолго до того, как водохранилище будет полностью заполнено и для того, чтобы согласовать капитальные затраты с выработкой электроэнергии от проекта, было решено рассмотреть три основных этапа проекта:

- Первым основным этапом считается соответствие с вводом в эксплуатацию первых агрегатов № 5 и № 6, и это, как ожидается, начнется в 7-м году после начала строительства, поэтому первые 6 лет расходов проекта можно отнести к первому этапу
- Вторым важным этапом считается соответствие с вводом в эксплуатацию 6 агрегатов в их окончательной конструкции, и это, как предполагается, произойдет в конце 10-го года после начала строительства
- Третьим важным этапом считается соответствие с завершением плотины и предполагается, что это произойдет в конце 14-го года после начала строительства.

Таблица 5-2: Капитальные расходы

Год	Расходы	
	(млн. дол. США)	(%)
1	103,7	1,9
2	276,1	5,0
3	394,6	7,2
4	531,6	9,7
5	661,9	12,0
6	752,7	13,7
7	738,9	13,4
8	490,3	8,9
9	416,1	7,6
10	392,9	7,1
11	419,4	7,6
12	146,6	2,7
13	100,1	1,8
14	75,1	1,4
Итого	5,500.0	100.0

Для каждого из трех вышеуказанных этапов предполагается распределение проектных затрат в следующем порядке:

Этап	Стоимость (млн. дол. США)	Год после начала строительства
Ввод в эксплуатацию агрегатов № 5 и № 6	2 720,6	7
Ввод в эксплуатацию всех агрегатов	2 038,3	10



Завершение плотины	741,1	14
Итого	5 500,0	

После того, как весь проект будет завершен, стоимость эксплуатации и технического обслуживания будет приниматься за 1,25% от капитальных затрат проекта или 68,75 млн. дол. США в год, что эквивалентно 21,5 дол. США/кВт-год. После того, как водохранилище будет полностью заполнено, предполагается, что Рогунская ГЭС будет регулируемой ГЭС в системе реки Вахш, а водохранилище Нурекской ГЭС будет всегда заполнено. Предполагается, что плановое техническое обслуживание будет осуществляться в течение зимнего периода.

После того, как Рогунская ГЭС начнет работать, выработка электроэнергии всех ГЭС в Таджикистане как ожидается, превысит спрос, особенно в течение летних месяцев. Для этого избытка электроэнергии предлагается продавать ее неопределенным рынкам в размере 68,20 дол. США/МВтч. Важно отметить, что объем экспорта зависит от передающей способности связанных между собой линий электропередачи, а также объектов электросетевого хозяйства, в системах получателей.

В сценариях «без» Рогунской ГЭС должна быть рассмотрена стоимость вывода из эксплуатации существующих объектов Рогунской ГЭС и в этом случае предполагается стоимость в 200 млн. дол. США. Эта сумма, вероятно, будет распределена в течение 4 лет в равных количествах, начиная с 2017 г.

Стоимость этих работ, необходимых для предоставления защиты от расчетного максимального наводнения имела основанную на информации оценку в примерно 1 млрд. дол. США, и это значение рассматривается как дополнительная стоимость в сценариях «без» Рогунской ГЭС. Расходование этой суммы должно начаться, когда высота плотины Рогунской ГЭС достигнет 300 м (так же как на Нурекской ГЭС), что совпадет с 12-м годом после начала строительства, и продолжится в течение 4-х лет с расходом 250 млн. дол. США каждый год.

5.2.1.1 Ранняя выработка Рогунской ГЭС

Выше представлены характеристики Рогунской ГЭС на основе данных, информации и оценок, описанных в ТЭО. Тем не менее, следует отметить, что строительные работы на строительной площадке Рогунской ГЭС ведутся в течение нескольких лет, и компании, ответственные за реализацию проекта полагают, что ГЭС может начать производить энергию гораздо раньше того срока, который упоминался в ТЭО. Информированные источники в Таджикистане полагают, что первые два агрегата могут быть запущены в эксплуатацию где-то в середине 2019 года, а два следующих агрегата будут запущены в эксплуатацию в январе 2023 года, тогда как последние два агрегата - в июле 2023 года. Следует отметить, что уже было опубликовано приглашение на участие в тендере на определенные основные единицы оборудования и работ.

В качестве альтернативы срокам, указанным в ТЭО, было принято решение рассмотреть эти альтернативные сроки ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС и, таким образом, именуя их как выработка э/энергии Рогунской ГЭС ранее запланированного срока (Ранняя выработка Рогунской ГЭС). В таком случае, ожидается, что минимальный уровень водохранилища будет достигнут через 39 месяцев после ввода в эксплуатацию агрегатов № 5 и № 6 или к октябрю 2022 года. Строительство плотины должно быть завершено через 90 месяцев с начала ввода в эксплуатацию агрегатов № 5 и № 6 (январь 2027 года), а водохранилище будет заполнено примерно через 5 лет после завершения строительства плотины (декабрь 2031 года).

Как только резервуар будет заполнен, полный запас энергии составит столько, сколько указано в Таблица 5-1, но объект начнет генерировать энергию с середины 2019 года и ежемесячная энергия, получаемая в период с середины 2019 до 2031 года представлена в Таблице С-4 в Приложении С.

В случае ранней выработки, предполагается, что капитальные затраты для завершения Рогунской ГЭС будут порядка 5,5 млрд. дол. США в том числе 1,5 млрд. дол. США, которые должны быть израсходованы на агрегаты № 5 и № 6 с 2015 года по 2019 год. Другие расходы необходимо будет понести в 2019 году, чтобы продолжить работы по всему проекту.

Общая сумма капитальных затрат в размере 5,5 млрд. долларов США - это однократные капитальные затраты, которые включают затраты Заказчика, расходы по финансовым операциям (за исключением процентов) и затраты на ликвидацию.



Ежегодные капитальные расходы для проекта были определены на основе информации, полученной из информированных источников, и совокупности значений, использованных в предыдущем подразделе.

На основании общей стоимости проекта в сумме 5,5 млрд. дол. США, предполагаемые ежегодные капитальные расходы для проекта представлены в Таблица 5-3.

Таблица 5-3: Капитальные расходы для ранней выработки Рогунской ГЭС

Год	Расходы	
	(млн. дол. США)	(%)
2015	196,0	3,6
2016	313,7	5,7
2017	396,0	7,2
2018	401,5	7,3
2019	660,7	12,0
2020	752,7	13,7
2021	738,9	13,4
2022	490,3	8,9
2023	416,1	7,6
2024	392,9	7,1
2025	419,4	7,6
2026	246,7	4,5
2027	75,1	1,4
Итого	5,500.0	100.0

Несмотря на то, что плотина должна быть завершена к январю 2027 года, в 2027 году, предполагается потратить примерно 75,1 млн дол. США, чтобы завершить некоторые незавершённые работы.

После того, как весь проект будет завершен, стоимость эксплуатации и технического обслуживания будет приниматься за 1,25% от капитальных затрат проекта или 68,75 млн. дол. США в год, что эквивалентно 21,5 дол. США/кВт-год. С 2019 года до конца 2022 года, предполагается, что затраты на ЭИТО составят 18,8 млн. дол. США в год, и с 2023 года до 2027 года - 54,6 млн. дол. США в год.

5.2.2 ГЭС-кандидаты с отчетом ТЭО и отчетом предварительного ТЭО

Как уже упоминалось в разделе 5.2, исследования были предоставлены Министерством по Фандарьинской ГЭС, Санобадской ГЭС на реке Пяндж, Нурабад 1 и Нурабад 2, ГЭС Нурек 2, ГЭС Айни и Яване. Из-за некоторых проблем в документации, проекты Нурабад-1 и Нурабад-2 были исключены. В Таблица 5-4 представлена установленная мощность и возможная мощность каждого кандидата - гидроэнергетического проекта с ТЭО или предварительным ТЭО.

Таблица 5-4: Мощность гидроэнергетических проектов с исследованиями

Гидроэнергетический проект	Установленная мощность		Годовая энергия	
	Кол-во	Всего	Средняя	Гарантированная



	агрегатов	(МВт)	(ГВтч)	(ГВтч)
Фондаря	5	182,5	569	475
Санобад	1	125	1 082	1 053
Нурек 2 [1]	4	100	579,9	517,9
Айни	2	160	637	579
Яван	4	126	451	394
Шураб	4	862,5	3 213	2 656
Итого		1,556.0	6,531.9	5,674.9

Примечание: [1] Значения энергии представлены за 2022 г.

Среднемесячная и твердая электроэнергия для вышеуказанных проектов, а также коэффициенты нагрузки, основанные на средней электроэнергии представлены в Приложении С. Детали энергетических исследований, которые достигнут этих значений, представлены в Приложении В3.

По-видимому, ГЭС Санобад будет работать и вырабатывать постоянную энергию на протяжении всего года. Похоже, что со строительством Нурекской ГЭС 2 могут возникнуть некоторые проблемы, так как станция будет располагаться рядом с городом и станция могла ограничить выпуск воды на Нурекской ГЭС из-за уровня воды на нижнем бьефе.

Рогунская ГЭС должна работать, чтобы Шурабская ГЭС достигла своего максимального потенциала. Учитывая предшествующие территории и вероятный год для начала строительства Рогунской ГЭС, необходимый период строительства для ввода в эксплуатацию ее 1 и 2 этапа, а также строительство Шурабской ГЭС, представленное в ТЭО (11 лет), Шурабская ГЭС не рассматривалась в первоначальных исследованиях, так как она вступит в эксплуатацию довольно поздно в период моделирования, и, соответственно, не производила бы достаточно прибыли в течение оставшегося периода исследования, чтобы компенсировать свои затраты. Тем не менее, она была включена в исследования по расширению генерации с учетом ранней выработки (выработка э/э раньше запланированного срока) Рогунской ГЭС. Учитывая размер Шурабской ГЭС, ее характеристики подробно описаны в Приложении С и кратко изложены после Таблицы 5-5.

В Таблице 5-5 представлены расчетные капитальные затраты по каждому проекту, а также период строительства и сроки разработки проекта. Эти затраты являются внезапными капитальными затратам и включают в себя расходы владельца, финансовые расходы (без учета процентов) и расходы на вывод из эксплуатации. Следует отметить, что оценка капитальных затрат для проекта Санобад не включает в себя стоимость линии электропередач 220 кВ и связанные с ней подстанции для подключения проекта к главной энергосистеме Таджикистана. Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание для каждого из гидроэнергетических проектов с исследованиями предполагаются в размере 1,5% от капитальных затрат в год.



Таблица 5-5: Срок подготовки проекта и капитальные затраты проекта с исследованиями

Проект	Период подготовки (лет)	Период строительства (лет)	Капитальные затраты	
			(млн. дол. США)	Дол.США/кВт
Фондаря	5	2,5	305,1	1 671,8
Санобад	6	4	280,0	2 240,0
Нурек 2	5	3	148,5	1 485,0
Айни	5	3	304,0	1 900,0
Яван	6	3,5	255,5	2 027,8
Шураб	15	11	1 710	1982,6

А) Возможная к постройке Шурабская ГЭС

ТЭО Шурабской ГЭС было подготовлено в 2011 году для Министерства энергетики и промышленности со стороны РГУП НИПИ «Нурофар». Шурабская ГЭС будет расположена на реке Вахш, вниз по течению от Рогунской ГЭС и вверх по течению от Нурекской ГЭС, и будет состоять из каменной плотины и электростанции с общей генерирующей мощностью 862,5 МВт, полученной из четырех генераторов каждый мощностью 219,2 МВт. По оценкам, среднегодовая выработка электроэнергии составит 3 213 ГВтч в то время как твердая энергия будет составлять 2 656 ГВтч.

В рассмотренном ТЭО не указана гарантированная энергия электростанции или месячное распределение энергии. Эти значения были оценены путем корреляции общей средней энергии с эквивалентными значениями Рогунской ГЭС. Для получения ежемесячных твердых и средних значений энергии для Шурабской ГЭС, предполагалось, что строительство ГЭС начнется в 2020 году (после первого этапа Рогунской ГЭС), и она будет введена в эксплуатацию в 2031 году, и к тому времени Рогунская плотина будет полностью заполнена и выработка энергии сильно коррелируется с выработкой Рогунской ГЭС. В Таблица 5-6 представлены оценки, полученные в результате установления корреляции с ежемесячными значениями энергии Рогунской ГЭС. Коэффициент использования установленной мощности ГЭС при средних условиях составляет 42,5% в годовом исчислении и 71% в августе месяце, и это, скорее всего, означает, что на станции существует сверхустановленная мощность, но выбор этой мощности четко не указана в ТЭО.

Таблица 5-6: Среднемесячные и гарантированные объёмы электроэнергии, вырабатываемые на Шурабской ГЭС

Возможности ГЭС	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Среднее производство (ГВтч)	255,3	235,6	208,0	215,7	248,3	270,0	279,7	458,3	323,8	208,7	245,1	264,5	3 213
Гарантированное производство (ГВтч)	236,7	179,5	183,4	183,1	248,7	271,3	280,6	273,4	232,4	145,8	191,5	229,7	2 656

Источник: Сопоставление с исследованием ТЭО по эксплуатации водохранилища - Приложения

Произведенная э/энергия ГЭС будет выведена в сеть по ЛЭП 500 кВ протяженностью около 20 км, соединяясь с линией электропередачи Рогун-Душанбе.

Капитальные затраты оцениваются в объеме 6 395,157 млн сомони со ссылкой на затраты в четвертом квартале 2011 года, что эквивалентно 1 343,52 млн долларов США. Тем не менее, в отчете Всемирного банка под названием «Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: Альтернативные варианты обеспечения баланса спроса и предложения» ноябрь 2012 года расходы по проекту показаны в объеме 1 565 млн. долларов США (в начале 2012 года) и в ценах 2015 года это сумма равняется 1 710 млн. долларов США (увеличение на уровне 3% в год).

Ежегодные капитальные расходы были определены на основе значений, указанных в графике реализации проекта, представленном в технико-экономическом обосновании. В Таблица 5-7



указаны ежегодные капитальные расходы для этого проекта с учётом общей стоимости проекта в размере 1 710 млн. долларов США.

Таблица 5-7: Капитальные расходы Шурабской ГЭС

Год	Расходы	
	(млн. дол. США)	(%)
1	48,6	2,8
2	87,4	5,1
3	124,0	7,3
4	133,1	7,8
5	157,1	9,2
6	225,7	13,2
7	302,9	17,7
8	257,3	15,0
9	174,8	10,2
10	124,1	7,3
11	75,0	4,4
Итого	1,710.0	100.0

После того, как весь проект будет завершен, стоимость эксплуатации и технического обслуживания будет приниматься за 1,25% от капитальных затрат проекта или 21,375 млн. дол. США в год, что эквивалентно 24,8 дол. США/кВт-год.

5.2.3 ГЭС-кандидаты без отчета ТЭО или отчета предварительного ТЭО

В дополнение к вышеуказанным проектам, по которым были проведены исследования, в Приложении С содержится список гидроэнергетических проектов, которые были упомянуты в других отчетах, но по которым технико-экономические обоснования и предварительные технико-экономические обоснования не были доступны МНН для рассмотрения.

Так как целевое исследование с указанием местонахождения, размеров, гидрологии и капитальных затрат не доступно, данные ГЭС не были рассмотрены в качестве вырабатывающих источников, которые необходимо включить в ГПРЭС

Перечень может включать потенциально важные проекты-кандидаты, которые могут быть разработаны для формирования части будущего плана развития. Рейтинг их потенциала должен проводиться с целью определения приоритетов в ходе подготовки детального технико-экономического обоснования из наиболее вероятных вариантов.

5.3 ВЫРАБОТКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЯ

Разведанные и подтвержденные запасы угля в стране насчитывают более 4,5 млрд. тонн, которые распределены на более чем 40 месторождениях. В настоящее время 16 предприятий активно участвуют в разработке 13 угольных залежей. В Таблице 5-8 приводится краткое описание запасов угля в нескольких основных шахтах страны, которые были размещены на интернет сайте МЭП с информацией, собранной из соответствующих отчётов.

**Таблица 5-8: Основные запасы угля**

Месторождение	Год ввода в эксплуатацию	Вид угля	Оценочные запасы (млн. тонн)	Теплотворная способность (кКал/кг)	Сера (%)	Азот (%)	Ртуть (%)
Фон-Ягноб	1983	Содержание битума	800	7 936-8 463	0,1-1,96		
Хакими	1932	Антрацит	42	6 453-7 780	0,16-0,4		
Миёнаду		Антрацит	645	8373	1,25		
Назар-Айлок	1991	Антрацит	300	8 394	0,13-0,62	1,04-1,52	
Равноу			179	7 576			
Саёд		Антрацит	1	7 385			
Шураб	1939	Бурый уголь	130	6 679	1,05		
Зидды	1980	Антрацит	90	4 689-7 471	0,51-0,68		

В рамках недавнего ТЭО по второй очереди Душанбинской ТЭЦ-2 был проведен анализ угля. Результат анализов показал среднее теплосодержание в 21,4 МДж/кг для угля, поставляемого на электростанцию и это значение используется в настоящем исследовании.

На основе данных по предыдущим исследованиям в настоящее время имеется, по меньшей мере, три угольные шахты, откуда в ближайшее время можно будет поставлять топливо для выработки электроэнергии: Зидды, Шураб и Фон Ягноб. Общие подтвержденные запасы этих трёх шахт оцениваются приблизительно в 1 020 млн. тонн угля, и они могут обеспечивать углём несколько новых электростанций общей мощностью более 5 000 МВт.

Мощность вырабатывающих единиц, работающих на угле, будет в пределах 10 - 1 000 МВт. Обычный срок службы вырабатывающей единицы, работающей на угле, составляет 30-50 лет. Однако, при экономическом и финансовом анализе обычно используется экономический срок службы в 20-30 лет. Исходя из возможного роста электрической нагрузки в следующие 20 лет, мощность единицы в пределах 150-350 МВт может подходить для электрической системы БТ.

Срок разработки для работающей на угле электростанции 150 МВт или 350 МВт может составить 6 или 7 лет при выборе стандартной технологии (готовой). Применение скоростных методов могло бы сократить срок разработки.

ТЭО для Шурабской ТЭС было подготовлено в мае 2005 года, и данная электростанция будет расположена вблизи угольного месторождения Шураб. Станция будет использовать котлы циркулирующего псевдосжиженного слоя ЦПС и будет иметь четыре генератора, мощность каждого 150 МВт, которая будет соединена с системой БТ линией электропередач 220 кВ.

Что касается ГПРЭС, то выбранные кандидаты - электрические станции, работающие на угле, включают ТЭЦ мощностью 50 МВт, ТЭЦ мощностью 150 МВт, ТЭС мощностью 150 МВт и ТЭС мощностью 350 МВт, все с котлами циркулирующего псевдосжиженного слоя ЦПС, так как эта технология подходит к текущим условиям и требованиям системы, а также спросу по системе на период горизонта планирования.

В Таблице 5-9 представлены основные технические и экономические параметры этих трёх вырабатывающих технологий.



Таблица 5-9: Технологии выработки энергии с использованием угля

Технология производства э/энергии	ТЭЦ	ТЭЦ	ТЭС	ТЭС
Топливо	Уголь			
Полная генерирующая мощность станции (МВт)	50	150	150	300
Полезная мощность станции (МВт)	44	135	135	276
Кол-во агрегатов	1	1	1	1
Срок эксплуатации (лет)	30	30	30	30
Срок разработки и реализации (лет)	5-6	5-6	5-6	6-7
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2020/2021	2020/2021	2020/2021	2021/2022
Коэффициент эквивалентной готовности (%)	85	85	85	85
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)	7	7	7	7
Частота плановых отключений (%)	8	8	8	8
Объём производства э/энергии (суточный)	Согласно потребностям системы			
Объём производства э/энергии (сезонный)	Согласно потребностям системы			
Полезный удельный расход тепла (КДж/кВтч, ВТС)	10 000	9 600	11 600	11 000
Стоимость первичного топлива (дол. США/ГДж)	3,21	3,21	2,11	2,11
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	69,1	197,6	207,4	411,5
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	52,5	150,0	157,5	300,0
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	5,3	15,0	15,8	30,0
Использование средств по кредиту на капзатраты станции (%)	30,40,30			20,25,30,25
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	9,1	25,9	27,2	67,6
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	1,0	2,9	3,0	6,0
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	1,3	3,8	4,0	8,0
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 571	1 463	1 537	1 491
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	23,57	21,95	23,05	22,36
Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	10,72	10,24	11,01	10,52
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,173	0,494	0,519	1,029
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,173	0,494	0,519	1,029

Ниже приводится краткое описание некоторых из факторов для вышеуказанных кандидатов:

- Эквивалентный коэффициент готовности единицы будет около 85%, что основано на информации, полученной с базы данных Североамериканской корпорации по обеспечению надёжности энергосистем.
- Тепловая мощность ТЭЦ включает компенсации от реализации тепла и горячей воды
- На основе ТЭО и переговоров с иностранными инвесторами, расходы на разработку, закупку и строительство ТЭЦ мощностью 50 МВт, ТЭЦ мощностью 150 МВт, ТЭС мощностью 150 МВт и ТЭС мощностью 350 МВт были рассчитаны на уровне 1 050, 1 000, 1 050 и 1 000 долларов США за единицу максимальной мощности (кВт) соответственно.
- Затраты владельца были оценены в 10% от общей стоимости затрат на разработку, закупку и строительство, 1,5% от суммы затрат на разработку, закупку и строительство, затрат владельца и процент во время строительства могут быть финансовыми издержками, включая комиссионные и 2% от суммы РЗС, затраты владельца и процент во время строительства могут быть расходами по выводу из эксплуатации, которые выделяется в начале работы энергоблока.
- Фиксированная стоимость на эксплуатацию и техническое обслуживание была рассчитана на основе 1,5% от общего капитализированной стоимости агрегата и переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 1,5% от общей капитализированной стоимости агрегата и 40% коэффициента нагрузки и включает в себя также льготы на выбросы парниковых газов, оцененных в 5 дол. США/тонна.
- Предполагается, что годовая стоимость страхования составит 0,25% от общей капитализированной стоимости, ежегодный вклад в промежуточную восстановительную стоимость предполагается в размере 0,25% от общей капитализированной стоимости.



5.4 ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Согласно информации, полученной в МЭП, потенциальные запасы нефти и газа в Таджикистане составляют примерно 1 330 млн. тонн в нефтяном эквиваленте, из которых на нефть приходится 177 млн. тонн. Несколько компаний занимаются разведкой нефтяных и газовых месторождений в Таджикистане.

Так как на данный момент подтвержденные и коммерчески жизнеспособные запасы природного газа для выработки электроэнергии в Таджикистане не известны, вырабатываемые технологии с применением природного газа, предлагаемые в ГПРЭС, основываются на газе, импортируемом из других стран.

Для данного исследования, чистая мощность отдельных парогазовых турбин замкнутого цикла составляет 150 МВт и 300 МВт, а чистая мощность газовых турбин - 50 и 100 МВт. В случае с установками мощностью 300 МВт, предполагается наличие двух газотурбинных установок, каждая мощностью по 100 МВт и одна паровая турбина мощностью 100 МВт.

В Таблица 5-10 представлены основные технические и экономические параметры газотурбинных установок парогазового цикла мощностью 150 МВт и 300 МВт, а также газотурбинных установок мощностью 50 МВт и 100 МВт, работающих на природном газе.

Таблица 5-10: Технологии выработки с использованием природного газа

Технология производства э/энергии	ПГТ	ПГТ	ГТ	ГТ
Топливо	Импортируемый природный газ			
Полная генерирующая мощность электростанции (МВт)	156	312	51	102
Полезная мощность станции (МВт)	150	300	50	100
Кол-во агрегатов	1	1	1	1
Срок эксплуатации (лет)	25	25	20	20
Срок разработки и реализации (лет)	5-6	5-6	4-5	4-5
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2020/2021	2020/2021	2019/2020	2019/2020
Коэффициент эквивалентной готовности (%)	88	88	91	91
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)	6,0	6,0	5,0	5,0
Частота плановых отключений (%)	6,0	6,0	4,0	4,0
Объём производства э/энергии (суточный)	Согласно потребностям системы			
Объём производства э/энергии (сезонный)	Согласно потребностям системы			
Полезный удельный расход тепла (КДж/кВтч, ВТС)	7 400	7 260	11 200	11 000
Стоимость первичного топлива (дол. США/ГДж)	10	10	10	10
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	177,8	335,8	41,1	75,9
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	135,0	255,0	32,5	60,0
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	13,5	25,5	3,3	6,0
Использование средств по кредиту на капзатраты станции (%)	30,40,30		60,40	
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	23,3	44,0	4,0	7,4
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	2,6	4,9	0,6	1,1
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	3,4	6,5	0,8	1,5
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 185	1 119	823	759
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	17,78	16,79	12,34	11,39
Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	8,63	8,22	15,35	14,34
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,445	0,840	0,103	0,190
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,445	0,840	0,103	0,190

Ниже приводится краткое описание некоторых из факторов для выбранных размеров газотурбинных установок парогазового цикла и газотурбинных установок:

- Технологии газотурбинных установок парогазового цикла и газотурбинных установок выбранной мощности технически обоснованы и имеются в продаже, а также были широко использованы для производства электрической энергии по всему миру
- Газотурбинные установки парогазового цикла и газотурбинные установки будут обеспечиваться топливом в виде импортируемого природного газа, который будет поставляться через имеющиеся магистральные трубопроводы



- На основании информации базы данных Национальной комиссии регулирования электроэнергетики, коэффициент эквивалентной готовности электростанции составит от 88% до 91%.
- Цена на природный газ – это цена с доставкой на электростанции
- Затраты на разработку, закупку и строительство ПГТ мощностью 150 МВт, ПГТ мощностью 300 МВт, ГТ мощностью 50 МВт и ГТ мощностью 100 МВт были рассчитаны на уровне 900, 850, 650 и 600 долларов США за чистую единицу мощности (кВт) соответственно
- Затраты владельца были оценены в 10% от общей стоимости затрат на разработку, закупку и строительство, 1,5% от суммы затрат на разработку, закупку и строительство, затрат владельца и процент во время строительства могут быть финансовыми издержками, включая комиссионные и 2% от суммы РЗС, затраты владельца и процент во время строительства могут быть расходами по выводу из эксплуатации, которые выделяются в начале работы энергоблока.
- Фиксированная стоимость на эксплуатацию и техническое обслуживание была рассчитана на основе 1,5% от общей капитализированной стоимости агрегата, переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2% от общей капитализированной стоимости агрегата и 40% коэффициента нагрузки для газотурбинных установок замкнутого цикла и 15% коэффициента нагрузки газотурбинных установок. Льготы на выбросы парниковых газов также включена в этот компонент.
- Предполагается, что годовая стоимость страхования составит 0,25% от общей капитализированной стоимости, ежегодный вклад в промежуточную восстановительную стоимость предполагается в размере 0,25% от общей капитализированной стоимости.

5.5 ВЫРАБОТКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАЗУТА

В этом исследовании рассматривалось генераторная среднескоростная дизельная установка (СДУ) мощностью 20 МВт, сжигающая ТТН, а также работающие на ЛТН газотурбинные установки замкнутого цикла мощностью 150 МВт и 300 МВт, и газотурбинные установки мощностью 50 МВт и 100 МВт. Моторы СДУ, используемые для питания больших электрических генераторов, работают примерно при 400-800 об/мин. и самые большие производимые моторы СДУ имеют размеры примерно в 20 МВт.

Цены на эти виды нефтяного топлива, используемого для работы этих вырабатывающих технологий, основываются на ценах на сырую нефть и представлены в Разделе 4. В Таблица 5-11 представлены технические и экономические параметры отдельных методов выработки с использованием нефтяного топлива.

Параметры, представленные в Таблица 5-11 для парогазовых и газотурбинных технологий аналогичны тем, которые приведены в Таблица 5-10, за исключением теплового коэффициента, стоимости топлива и коэффициентов выбросов. Далее представлено лишь описание и разъяснение различий:

- Среднескоростные дизельные установки, газотурбинные установки замкнутого цикла и газотурбинные установки, использующие нефтяное топливо для отдельных мощностей, технически зарекомендовали себя и имеются на рынке, а также были широко использованы при выработке электрической энергии во всём мире
- Предполагается, что эквивалентный коэффициент готовности среднескоростных дизельных установок, газотурбинных установок замкнутого цикла и газотурбинных установок будет составлять 91%, 88% и 91% соответственно, на основе информации, полученной с базы данных Североамериканской корпорации по обеспечению надёжности энергосистем.
- Затраты на разработку, закупку и строительство среднескоростного дизеля мощностью 20 МВт, газотурбинной установки замкнутого цикла мощностью 150 МВт, газотурбинной установки замкнутого цикла мощностью 300 МВт, газотурбинной установки мощностью 50



МВт и газотурбинной установки мощностью 100 МВт были рассчитаны на уровне 1000, 900, 850, 650 и 600 долларов США за единицу чистой мощности (кВт) соответственно

- Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2% от общей капитализированной стоимости единицы и 40% коэффициента использования производственных мощностей для среднескоростных дизелей и газотурбинных установок замкнутого цикла и 15% коэффициента использования производственных мощностей газотурбинных установок. А также включает допустимые льготы выбросов парниковых газов.

Таблица 5-11: Технологии выработки с использованием нефтяного топлива

Технология производства э/энергии	Дизель	ПГТ	ПГ	ГТ	ГТ
Топливо	Тяжелая топливная нефть	Лёгкая топливная нефть			
Полная генерирующая мощность станции (МВт)	20,8	156	312	51	102
Полезная мощность станции (МВт)	20	150	300	50	100
Кол-во агрегатов	1	1	1	1	1
Срок эксплуатации (лет)	25	25	25	20	20
Срок разработки и реализации (лет)	4-5	5-6	5-7	4-5	4-5
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2019/2020	2020/2021	2020/2022	2019/2020	2019/2020
Коэффициент эквивалентной готовности (%)	91	88	88	91	91
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)	5,0	6,0	6,0	5,0	5,0
Частота плановых отключений (%)	4,0	6,0	6,0	4,0	4,0
Объём производства э/энергии (суточный)	Согласно потребностям системы				
Объём производства э/энергии (сезонный)	Согласно потребностям системы				
Полезный удельный расход тепла (КДж/кВтч, ВТС)	8 860	6 980	6 850	10 570	10 380
Стоимость первичного топлива (дол. США/ГДж)	15,17	24,47	24,47	24,47	24,47
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	25,3	177,8	335,8	41,1	75,9
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	20,0	135,0	255,0	32,5	60,0
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	2,0	13,5	25,5	3,3	6,0
Использование средств по кредиту на капзатраты станции (%)	60,40	30,40,30		60,40	
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	2,5	23,3	44,0	4,0	7,4
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	0,4	2,6	4,9	0,6	1,1
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	0,5	3,4	6,5	0,8	1,5
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 266	1 185	1 119	823	759
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	18,99	17,78	16,79	12,34	11,39
Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	10,30	9,19	8,76	16,19	15,16
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,063	0,445	0,840	0,103	0,190
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,063	0,445	0,840	0,103	0,190

5.6 ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

5.6.1 Ветровая

На Рисунок 5-2 показана карта ветровых ресурсов страны, подготовленная ЗТИЕР, которая была собрана из документа, подготовленного для ЕБРР.

На Рисунок 5-2 можно увидеть, что самым перспективными районами являются Памир, располагающийся на севере от озера Сарез в ГБАО, туркменский хребет, находящийся в верховьях реки Зерафшан и район Вахшского хребта на границе с Афганистаном.

Учитывая обеспеченность Таджикистана мощностями ГЭС и расположение ветровых ресурсов, энергия ветра не рассматривалась в качестве приоритетной опции генеральном плане развития энергетического сектора. Тем не менее, после того, как ветровая энергия, будет с технической точки зрения выполнима, общая мощность в 50 МВт включены в генплан. В Таблица 5-12 представлены основные технические и экономические параметры технологии по двум выбранным мощностям электростанций 10 МВт и 50 МВт.

Ниже приводится краткое описание некоторых из факторов для двух мощностей ветровых электростанций:

- Технологии ветровой энергии широко использовались во всем мире за последние несколько лет и продуманы с технической и коммерческой стороны

- Вероятный среднегодовой коэффициент использования установленной мощности ветровых станций может варьироваться от 30% до 40% в зависимости от средней скорости ветра. Доступность мощности ветровой станции всецело обусловлена наличием ветра.
- Затраты на разработку, закупку и строительство составляют 1 500 долларов США/кВт и 1 400 долларов США/кВт электростанций 10 МВт и 50 МВт.
- Затраты владельца были оценены в 10% от общей стоимости затрат на разработку, закупку и строительство, 1,5% от суммы затрат на разработку, закупку и строительство, затрат владельца и процент во время строительства могут быть финансовыми издержками, включая комиссионные и 2% от суммы РЗС, затраты владельца и процент во время строительства могут быть расходами по выводу из эксплуатации, которые выделяются в начале работы энергоблока.
- Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2,5% от общей капитализированной стоимости агрегата.
- Предполагается, что годовая стоимость страхования составит 0,25% от общей капитализированной стоимости, ежегодный вклад в промежуточную восстановительную стоимость предполагается в размере 0,25% от общей капитализированной стоимости.

Tajikistan Wind Map at 80m

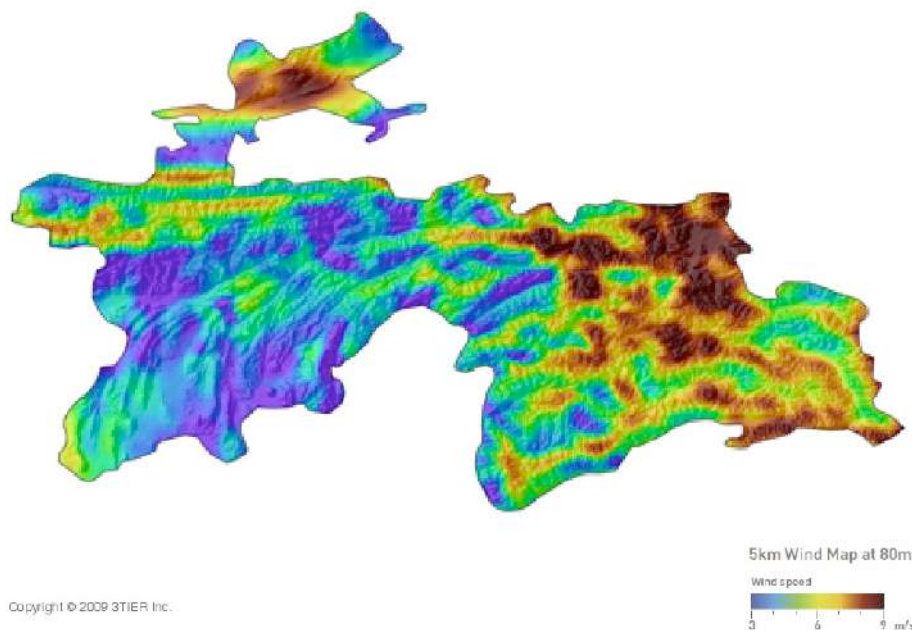


Рисунок 5-2: Карта ветровых ресурсов



Таблица 5-12: Технологии ветровой энергии

Название ветровой электростанции	Ветровая энергия	Ветровая энергия
Топливо	Ветер	
Полная генерирующая мощность электростанции (МВт)	10,2	51
Полезная мощность станции (МВт)	10	50
Кол-во агрегатов	1	1
Предполагаемое годовое производство э/энергии (ГВтч)	26,3	131,4
Годовой коэффициент использования установленной мощности (%)	30,0	30,0
Срок эксплуатации (лет)	20	20
Срок разработки и реализации (лет)	4	4
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2019	2019
Коэффициент эквивалентной готовности (%)		
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)		
Частота плановых отключений (%)		
Объём производства э/энергии (суточный)	Не регулируется	
Объём производства э/энергии (сезонный)	Не регулируется	
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	19,0	88,6
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	15,0	70,0
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	1,5	7,0
Использование средств по кредиту на капзатраты станции (%)	60,40	
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	1,8	8,6
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	0,3	1,3
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	0,4	1,7
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 899	1 772
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	47,46	44,30
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,047	0,221
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,047	0,221

5.6.2 Солнечная энергия

Условия климата в Таджикистане считаются более благоприятными для использования солнечной энергии. В основном уровень солнечной радиации высок в горных местностях. Теоретически потенциал страны оценивается приблизительно в 25 млн. кВтч/год.

Из-за целого ряда факторов, солнечная энергия, скорее всего, не является технологией, которая может решить проблему подачи электроэнергии в Таджикистане. Поэтому, солнечная энергия не рассматривается как приоритетный вариант электроснабжения в ГПРЭС. Тем не менее, так как с технической точки зрения получение энергии за счёт использования фотоэлектрических панелей возможно, то в генплан была включена общая мощность в 50 МВт. В Таблице 5-13 представлены основные технические и экономические параметры технологии по двум выбранным мощностям 10 МВт и 50 МВт.



Таблица 5-13: Технологии солнечной энергии

Название солнечной электростанции	Солнечная панель	Солнечная панель
Топливо	Солнечный свет	
Полная генерирующая мощность электростанции (МВт)	10,2	51
Полезная мощность станции (МВт)	10	50
Кол-во агрегатов	1	1
Предполагаемое годовое производство э/энергии (ГВтч)	15,4	77,0
Годовой коэффициент использования установленной мощности (%)	17,6	17,6
Срок эксплуатации (лет)	20	20
Срок разработки и реализации (лет)	4	4
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2019	2019
Коэффициент эквивалентной готовности (%)		
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)		
Частота плановых отключений (%)		
Объём производства э/энергии (суточный)	Не регулируется	
Объём производства э/энергии (сезонный)	Не регулируется	
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	22,8	107,6
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	18,0	85,0
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	1,8	8,5
Использование средств по кредиту на капзатраты станции (%)	60,40	
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	2,2	10,4
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	0,3	1,6
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	0,4	2,1
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	2 278	2 152
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	56,96	53,79
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,057	0,269
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,057	0,269

Ниже приводится краткое описание факторов для двух мощностей солнечных электростанций:

- Только технологии фотоэлектрической панели будут рассмотрены в данном анализе, и они тщательно продуманы с технической стороны и с коммерческой
- Ожидаемый годовой коэффициент мощности для солнечных батарей принимается в размере 17,6%
- Доступность выработанной энергии солнечными фотоэлектрическими панелями всецело зависит от наличия солнечного света
- Затраты на разработку, закупку и строительство составляют 1 800 долларов США / кВт и 1 700 долларов США / кВт электростанций 10 МВт и 50 МВт
- Затраты владельца были оценены в 10% от общей стоимости затрат на разработку, закупку и строительство, 1,5% от суммы затрат на разработку, закупку и строительство, затрат владельца и процент во время строительства могут быть финансовыми издержками, включая комиссионные и 2% от суммы РЗС, затраты владельца и процент во время строительства могут быть расходами по выводу из эксплуатации, которые выделяется в начале работы энергоблока.
- Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2,5% от общей капитализированной стоимости агрегата.
- Предполагается, что годовая стоимость страхования составит 0,25% от общей капитализированной стоимости, ежегодный вклад в промежуточную восстановительную стоимость предполагается в размере 0,25% от общей капитализированной стоимости.



5.6.3 Геотермическая и биомасса

Информации о геотермальном потенциале в местностях, которые находятся вблизи передающей сети нет и могут быть использованы для развития геотермальных электростанций мощностью 10 МВт или более.

Ввиду геологических особенностей страны, проведение наземных исследований для выявления предполагаемых геотермальных объектов, которые могут поддерживать геотермальные электростанции. Поэтому геотермальная энергия не рассматривается как вариант для внесения в ГПРЭС.

Не существует комплексной оценки потенциала биомассы страны и для целей данного исследования, биомасса не рассматривается как вариант расширения выработки.

5.7 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Как часть ГПРЭС, в апреле 2014 г. был подготовлен отчет по энергоэффективности и плану содействия и завершен в феврале 2015 г. В отчёте были выявлены примерно девять мер по улучшению энергоэффективности, включая отопление ТЭЦ как вероятную меру улучшения ЭЭ. Энергетический аудит, ценовая политика, строительные нормы и правила и энергетическая политика в сельских районах не были сохранены для последующего анализа по основаниям, предусмотренным в отчете. В Таблица 5-14 представлены сводные данные о возможной экономии электроэнергии за счёт повышения ЭЭ. Через несколько лет за счёт реализации данных программ можно будет экономить более 910 ГВтч электроэнергии. К 2020 году это составит 6,3% от потребления без ТАЛКО и сосредоточенных нагрузок.

Значения, содержащиеся в Таблица 5-14, были включены в прогнозирование спроса для нескольких регионов наряду с твердым экспортом, и результирующий прогноз спроса для трех сценариев роста указан в Таблица 3-14.

Таблица 5-14: Потенциальная экономия э/энергии в связи с повышением энергоэффективности

Год	Информирование общественности	СиМ [1]	Насосы и насосные станции	СВН [2]	Отопление ТЭЦ	Итого	Пиковая нагрузка
	(ГВтч)	(ГВтч)	(ГВтч)	(ГВтч)	(ГВтч)	(ГВтч)	(МВт)
2015	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-
2017	50	100	100	20	32	302	74,2
2018	65	120	200	30	78	493	82,7
2019	75	140	300	40	110	665	132,2
2020	80	160	360	45	130	775	136,7
2021	80	184	436	55	157	912	141,2
2022	80	184	436	55	157	912	141,2
2023	80	184	436	55	157	912	141,2
2024	80	184	436	55	157	912	141,2
2025	80	184	436	55	157	912	141,2
2026	80	184	436	55	157	912	141,2
2027	65	160	436	55	157	873	133,8
2028	50	130	436	55	157	828	125,2
2029	-	-	436	55	157	648	91,0
2030	-	-	436	55	157	648	91,0
2031	-	-	436	55	157	648	91,0
2032	-	-	436	55	157	648	91,0
2033	-	-	436	55	157	648	91,0
2034	-	-	436	55	157	648	91,0
2035	-	-	436	55	157	648	91,0
2036	-	-	436	55	157	648	91,0
2037	-	-	436	55	157	648	91,0

Примечание: [1] СиМ - Стандарты и маркировка [2] СВН - Солнечные водонагреватели



5.8 ИМПОРТ

В общем, имеется 3 варианта для потенциального импорта: импорт электроэнергии непосредственно из Узбекистана, импорт электроэнергии из Туркменистана через Узбекистан и импорт электроэнергии из Туркменистана через Афганистан.

5.8.1 Импорт электроэнергии напрямую из Узбекистана

Нельзя не отметить, что с увеличением внутреннего спроса за следующие несколько лет, очевидно, у Узбекистана не будет избыточной мощности зимой. Тем не менее, некоторая гарантированная мощность может быть доступной после сдачи в эксплуатацию новых электростанций в Узбекистане. Э/энергия может быть доступна в течение часов низкого спроса дня, который мог бы экономить воду в резервуарах Таджикистана, которая будет использоваться в часы пик, чтобы обеспечить дополнительную гарантированную мощность. Кроме того, следует отметить, что импорт электроэнергии из Узбекистана может быть ограничен в связи с существующими контрактами по экспорту газа.

Потенциальный импорт из Узбекистана может быть смоделирован по следующим параметрам:

- Мощность: 300 МВт
- Время: непиковые часы системы Узбекистана в зимний период, т.е. около 12 часов в день на шесть зимних месяцев, с октября по март.
- Самые ранние сроки: 2025
- Тариф: 40 дол. США/МВтч

5.8.2 Импорт электроэнергии из Туркменистана через Узбекистан

Ответвление обширных запасов газа Туркменистана для производства электроэнергии и экспорта будет способствовать активизации попыток прошлых лет по предыдущему контракту энергетической торговли Таджикистан - Туркменистан через существующие линии электропередач. Хотя линии электропередач существуют, они не синхронизированы с энергосистемой Центральной Азии.

Потенциальный импорт из Узбекистана может быть смоделирован по следующим параметрам:

- Гарантированная энергия: 300 МВт
- Время: любое время в течение шести зимних месяцев, т.е. с октября по март
- Самые ранние сроки: 2025
- Тариф: 40 США/МВтч

5.8.3 Импорт электроэнергии из Туркменистана через Афганистан

ЛЭП из ПС 220 кВ Геран-2 в Афганистан могла бы предоставить альтернативный или дополнительный маршрут для импорта электроэнергии в Таджикистан. Этот вариант электроснабжения зависит от передающей инфраструктуры в Афганистане и строительство одного или нескольких электростанций на газе в Туркменистане специально для экспорта электроэнергии.

Потенциальный импорт из Туркменистана через Афганистан может быть смоделирован по следующим параметрам:

- Гарантированная энергия: 150 МВт на первой стадии и 300 МВт на второй стадии
- Время: любое время в течение шести зимних месяцев, т.е. с октября по март
- Самые ранние сроки: 2020
- Тариф: 40 США/МВтч



5.9 ДРУГИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

В международной практике выработка атомной энергетики требует очень больших начальных капиталовложений и требует хорошей национальной технологической базы, хорошей нормативно-правовой базы и квалифицированных людских ресурсов для эксплуатации и обслуживания таких электростанций. Однако, Таджикистан имеет очень большой потенциал выработки ГЭС и имеет дефицит электроснабжения только в осенне-зимний период, атомная энергетика не рассматривается в качестве экономически оправданного решения. В целях данного исследования, атомная энергия не будет рассматриваться в ГПРЭС.

Других технически осуществимых вариантов выработки электроэнергии в Таджикистан нет.

5.10 ПРОВЕРКА РЕСУРСОВ ТЕПЛОГЕНЕРАЦИИ

На данном этапе, разумный способ сравнения ресурсов и технологий выработки, заключается в сравнении стоимости единицы энергии, производимой каждым вариантом выработки, включая капитальные затраты, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание и расходы на топливо (если таковые имеются).

Каждая из категорий выработки имеет свои особенности, недостатки, затраты и выгоды при сравнении стоимости единицы энергии, включая срок службы электростанций и эксплуатационные характеристики. Стоимость единицы энергии для каждой категории выработки, представленная в следующих подразделах гармонизирует эти параметры, так, что могут быть произведены реалистичные сравнения.

Энергоэффективность не была рассмотрена на этой стадии, так как планы расширения выработки должны быть разработаны с и без этого ресурса.

5.10.1 Стоимость технологий генерации (без ГЭС)

В предыдущих разделах изложены доступные варианты выработки для удовлетворения спроса в Таджикистане на ближайшие 25 лет. Сравнение стоимости единицы энергии осуществляется с использованием так называемых скрининговых кривых, где стоимость единицы энергии при различных коэффициентах мощности построена и сравнена между различными ресурсами выработки. Вместо стоимости единицы энергии, можно также иметь удельную стоимость выработки одного кВт в год при различных коэффициентах мощности.

На Рисунок 5-3 и Рисунок 5-4 показана стоимость единицы энергии и общая годовая стоимость выбранная технология тепловой генерации в базисном режиме соответственно. Аналогичная информация для выбранной технологии тепловой выработки пиковой нагрузки представлена на Рисунок 5-5 и Рисунок 5-6.

Для выбранной технологии тепловой генерации в базисном режиме можно наблюдать следующее на Рисунок 5-3 и Рисунок 5-4:

- Для проверенного диапазона коэффициента мощности с 10% до 90%, угольная генерация имеет самую низкую стоимость (коэффициент использования установленной мощности более 12%). Стоимость единицы энергии варьируется от примерно 249 дол. США/МВтч при 10% коэффициента мощности до 59 дол. США/МВтч при 90% коэффициента мощности. Энергоблоки мощностью в 350 МВт немного более экономичнее, чем энергоблоки мощностью 150 МВт. Это означает, что должны быть построены угольные энергоблоки 350 МВт, если нет никаких ограничений из-за спроса, ресурсов, средств передачи, финансирования и других важных аспектов.
- Следующей экономичной выработкой является газотурбинная установка замкнутого цикла с использованием импортируемого природного газа. Стоимость единицы энергии варьируется от примерно 247 дол. США/МВтч при 10% коэффициента мощности до 100 дол. США/МВтч при 90% коэффициента мощности.
- Самым дорогим вариантом выработки является газотурбинная установка замкнутого цикла 300 МВт, работающая на мазуте, который будет иметь стоимость единицы энергии около 343 дол. США / МВтч на 10% коэффициента мощности и 195 дол. США/ МВтч на 90% коэффициента мощности.

- Стоимость единицы энергии дизельных агрегатов 20 МВт, использующих тяжелое топливо, варьируется от примерно 333 дол. США/МВтч при 10% коэффициента мощности до 166 дол. США/МВтч при 90% коэффициента мощности.

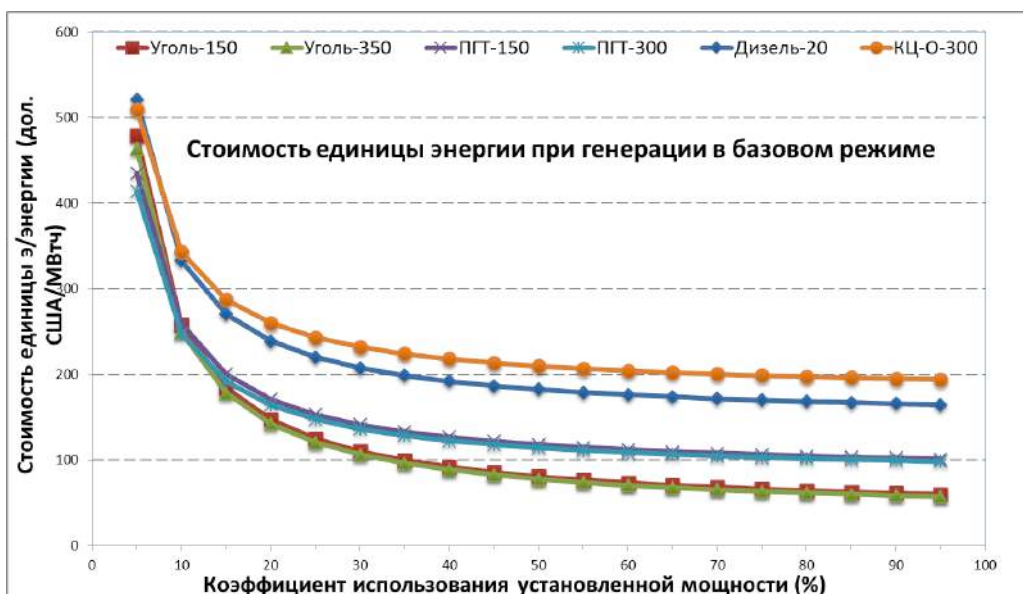


Рисунок 5-3: Стоимость единицы энергии выбранной генерации в базисном режиме

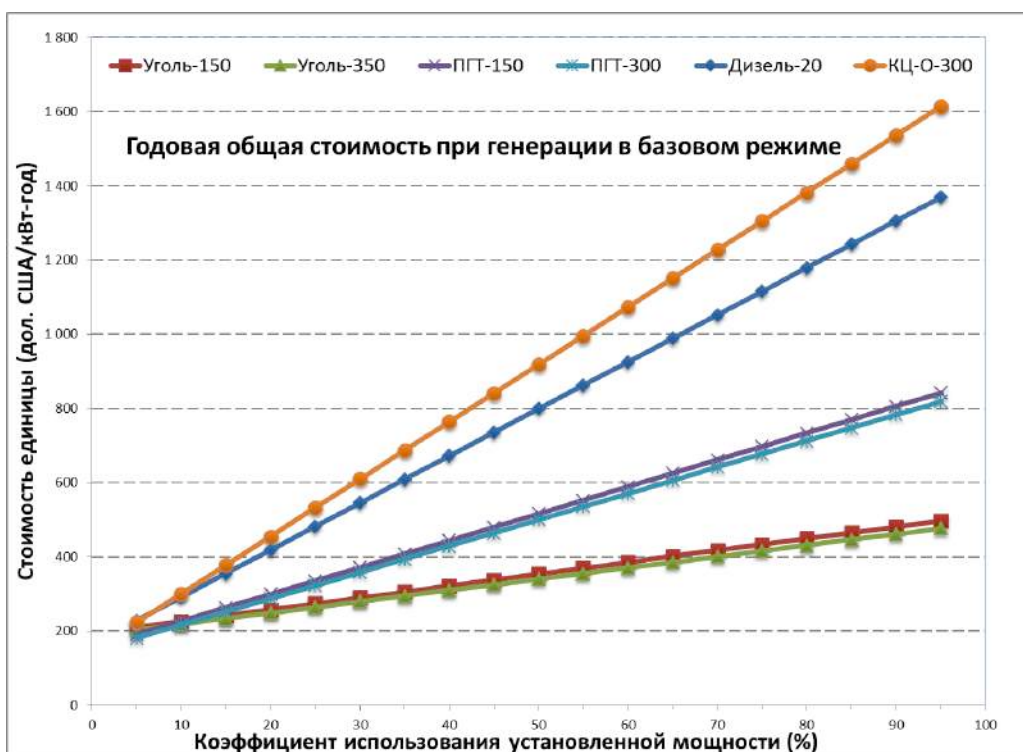


Рисунок 5-4: Общая годовая стоимость выбранной генерации в базисном режиме

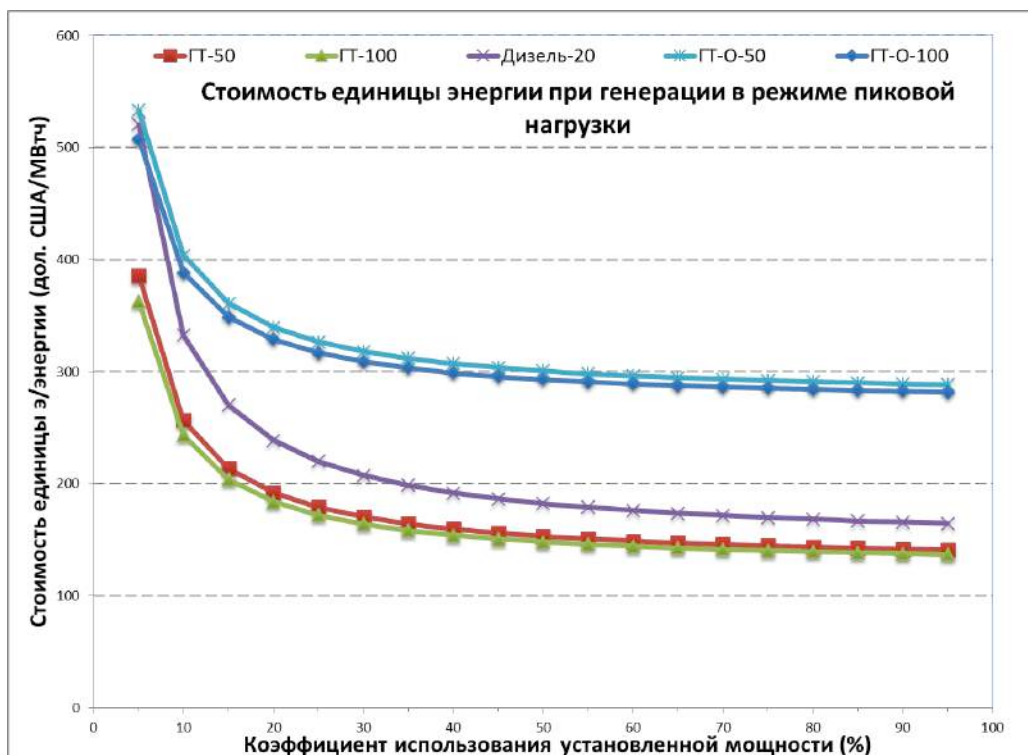


Рисунок 5-5: Стоимость единицы энергии выбранной выработки пиковой нагрузки

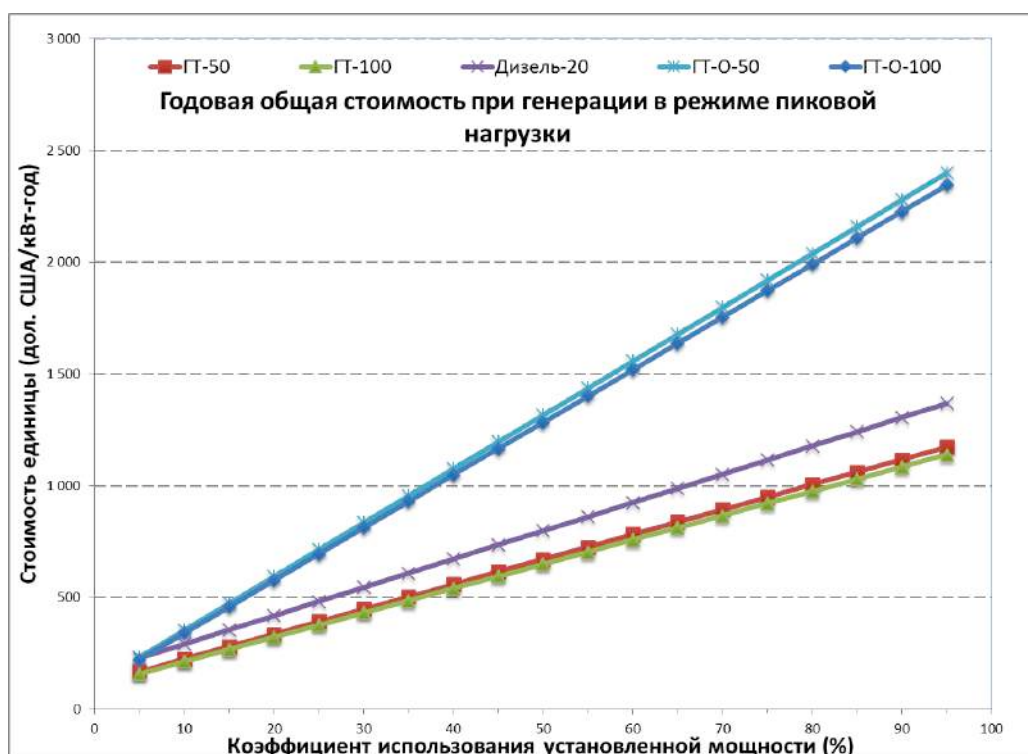


Рисунок 5-6: Общая годовая стоимость выбранной генерации в базисном режиме

Кроме того, следующее можно наблюдать с Рисунок 5-5 и Рисунок 5-6 для выбранной технологии тепловой генерации в базисном режиме:

- В рамках вариации коэффициента мощности в диапазоне от 5% до 40%, цена единицы энергии газовых турбин с использованием импортного природного газа является самой низкой, то есть 363 дол. США/ МВтч при 5% коэффициента мощности и 154 дол. США/ МВтч при 40% коэффициента мощности. Газовая турбина мощностью 100 МВт немного более рентабельна, чем газовая турбина 50 МВт
- Следующей эффективной генерацией пиковой нагрузки является дизельный агрегат мощностью 20 МВт с использованием тяжелого топлива (кроме стоимости при 5% коэффициента мощности) который имеет удельную стоимость единицы энергии около 520 дол. США/ МВтч при 5% коэффициента мощности и 190 дол. США/ МВтч при 40% коэффициента нагрузки.
- Самым дорогим вариантом выработки является газотурбинная установка, работающая на мазуте, при котором стоимость единицы энергии будет составлять около 510 дол. США/МВтч при коэффициенте мощности в 5 % и 300 дол. США/МВтч при коэффициенте мощности в 40 %. Газовая турбина мощностью 100 МВт немного более рентабельна, чем газовая турбина 50 МВт

5.10.2 Выбор кандидатов по тепловому расширению

Из значений, представленных в предыдущем разделе, можно сделать вывод, что угольные агрегаты имеют низшую стоимость для генерации в базисном режиме и следующей технологией выработки с низкой стоимостью является установка с комбинированным циклом с использованием импортного природного газа. Для выработки пиковой нагрузки, газовые турбины с использованием импортного природного газа имеют самую низкую себестоимость. Для простоты сравнения, Рисунок 5-7 показывает стоимость единицы энергии для шести технологий выработки, угольных агрегатов 150 МВт и 350 МВт, газотурбинных установок замкнутого цикла 150 МВт и 300 МВт, работающих на импортируемом газе, и газотурбинных установок 50 МВт и 100 МВт, работающих на импортном газе.

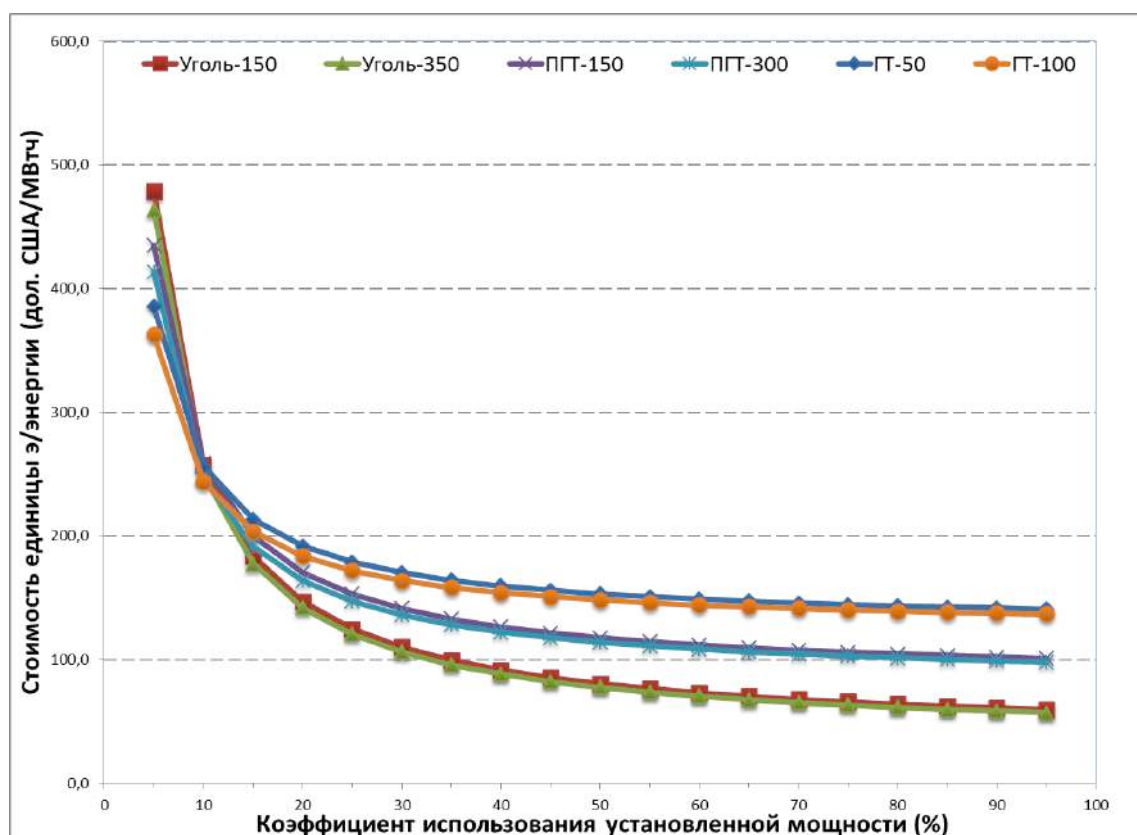


Рисунок 5-7: Стоимость единицы энергии выбранной тепловой генерации



При построении шести технологий выработки на одном графике, можно сделать следующие наблюдения с Рисунок 5-7:

- Для коэффициентов мощности выше, чем 12%, стоимость единицы энергии для угольных агрегатов 150 МВт и 350 МВт является самой низкой.
- Когда коэффициент мощности выше, чем 15%, стоимость единицы энергии для газотурбинных установок замкнутого цикла 150 МВт и 300 МВт ниже, чем у газотурбинных установок 50 МВт и газотурбинных установок 100 МВт
- Стоимость единицы энергии газотурбинных установок 50 МВт и 100 МВт является высокой.

На основании этих стоимостей и того, что существующие крупные гидроэлектростанции имеют также крупные водохранилища или водохранилище суточного регулирования, а также учитывая тот факт, что коэффициент нагрузки в зимний период этих ГЭС является низким, и поэтому они должны работать в качестве пиковых электростанций, было установлено, что только блоки ТЭС в базисном режиме должны быть рассмотрены в дальнейшем в разработке вариантов/сценариев расширения выработки в данном исследовании.



6. ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ

Данный раздел описывает основные факторы принятия решений, используемые для разработки и развития сценариев расширения генерации (для национальной энергосети Таджикистана), которые были исследованы при подготовке ГПРЭС, представляет сценарии расширения генерации вместе с их соответствующим анализом и результатами и выбирает наименее затратные планы расширения генерации

Для удобства и ясности текста, все таблицы, связанные с этим разделом представлены в конце данного раздела.

6.1 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

При планировании расширения генерации, основными факторами принятия решений для добавления ГЭС к системе включают прогнозирование графика нагрузки, применимую энергетическую политику, принятые критерии надежности, стоимость системы и экологические и социальные последствия. Национальная энергетическая политика могла бы уже принять во внимание некоторые из основных экологических и социальных последствий и общая стоимость системы могла включать в себя льготы для ключевых экологических и социальных последствий. Критерии надежности, используемые в планировании генерации устанавливаются исходя из требований в работе системы. Работа по планированию направлена на как можно более точное моделирование работы реальной системы. Учитывая прогноз графика нагрузки, основными факторами были бы установленная энергетическая политика, критерии планирования надежности и стоимость. Важно также отметить, что перестройка потенциала генерации может иногда быть более экономически эффективной, а это означает, что общая стоимость генерации может быть ниже, если больше новых электростанций низкой стоимости будет добавляться к системе, даже если система без этих новых добавок будет удовлетворять заданный уровень надежности.

В дополнение к другим аспектам, национальная энергетическая политика может обеспечить директивы о требованиях для генерации и селекции типов генерации, технологий и мест (диверсификация топлива, энергетическая политика возобновляемых источников или стандартный ассортимент возобновляемых источников, внутренних по сравнению с импортными и / или мест внутри страны).

В этом исследовании, принятые критерии надежности не были применены к периоду с 2015 по 2020 гг из-за серьезного дефицита в системе выработки электроэнергии и времени, необходимого для ввода в эксплуатацию новых электростанций. Однако, электростанции будут добавлены к системе для того, чтобы отвечать критерию ВНП в 5 дней в году для изучения горизонта с 2021 по 2039 гг который обеспечивает достаточное время для достижения поставленной цели надежности. Кроме того, критерий ожидаемой недоотпущенной энергии был использован в качестве дополнительного критерия с ожидаемой недоотпущенной энергией для предотвращения превышения значения в 1%.

6.2 ФОРМУЛИРОВКА СЦЕНАРИЕВ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ

Программа повышения энергетической эффективности, планы расширения генерации были сформулированы и исследованы со следующими тремя вариантами:

- Без Рогунской ГЭС
- С Рогунской ГЭС
- С ранним вводом Рогунской ГЭС

Ресурсы и технологии генерации, используемые в этом ГПРЭС были определены и проанализированы в последнем разделе (раздел 5 - Ресурсы и технологии генерации), и они включают воду, уголь, природный газ, мазут и неводные возобновляемые источники, такие как ветровой, солнечный, геотермальный и биомасса. На основании этого анализа и стоимости генерации, было определено, что каждый план расширения генерации, находящийся на стадии изучения включит в общем объеме 20 МВт ветровой электроэнергии (2 электростанции по 10 МВт) и 50 МВт фотоэлектрической солнечной энергии, которые равномерно распределены на 5 лет, т.е. с 2021 г. по 2025 г.



По результатам кривых скрининга, представленных в Разделе 5 для технологий генерации в базисном режиме и покрытия максимума нагрузки, как показано на Рисунок 5-3 и Рисунок 5-7, было обнаружено, что независимо от режима генерации (в базисном режиме или покрытия максимума нагрузки), технологии генерации с использованием дизельного топлива и мазута являются дороже чем технологии генерации с использованием угля и природного газа, и поэтому они не будут приняты во внимание при разработке планов расширения генерации. Также было отмечено, что только ГЭС с отчетами ТЭО или предварительного ТЭО были учтены в данном исследовании, а ГЭС без отчетов ТЭО или предварительного ТЭО были исключены. Таким образом, подразумевается, что сценарии расширения генерации по каждой из трех вариантов должны быть подготовлены с использованием трех основных ресурсов или комбинации ресурсов, угля, природного газа и гидроэнергии, которые включают в себя следующие технологии:

- Угольные агрегаты 350 МВт
- Угольные агрегаты 150 МВт
- Парогазовые установки 300 МВт, работающие на природном газе
- Гидроэлектростанция

В рамках первых двух вариантов, Шурабская ГЭС не рассматривается, так как ее строительство связано с Рогунской ГЭС и согласно второму Варианту она не будет сдана в эксплуатацию в течение периода моделирования.

6.3 ОЦЕНКА СФОРМУЛИРОВАННЫХ СЦЕНАРИЕВ РАСШИРЕНИЯ

Все сформулированные сценарии расширения генерации, представленные в этом разделе, были смоделированы с помощью программного пакета планирования генерации GENSIM. Выбранные электростанции были добавлены в систему для удовлетворения заданных критериев планирования надежности. Процесс отбора сценариев расширения генерации не включает анализ требований системы передачи для каждого сценария и включается только при плане (планах) расширения энергосистемы с наименьшими издержками, как представлено в Разделе 8.

Каждый сценарий расширения генерации включает в себя два компонента новых дополнений мощности генерации, постоянный и переменный. Постоянный компонент включает в себя общее для всех сценариев: график ремонта и списания существующего парка генерации и график добавления утвержденных проектов генерации. Переменный компонент включает в себя графики дополнения, ремонта и списания, уникальные для каждого отдельного сценария. Ниже представлен список предположений, сделанных при создании постоянного компонента для данного исследования:

- Все существующие ГЭС продолжают работать в течение горизонта планирования и ни для одной из них не существует запланированного графика списания.
- Все запланированные работы по реконструкции действующих ГЭС будут завершены к концу 2027 года.
- Существующие агрегаты Душанбинской ТЭЦ, работающей на мазуте будут работать только в течение зимнего периода, т.е. с октября по март.
- Существующая Яванская ТЭЦ не будет работать в течение всего горизонта планирования.
- Два агрегата ТЭЦ по 150 МВт должны быть установлены на Душанбинской ТЭЦ-2, один в октябре 2016 г., а другой в декабре 2016 г. Кроме того, было предположено, что 10% мощности используется для нужд станции, т.е. полезная мощность каждого агрегата составит 135 МВт.
- Два агрегата по 150 МВт, работающих на угле, должны быть добавлены в систему которые будут расположены на Шурабе. Полезная мощность каждого агрегата составляет 135 МВт.
- Два агрегата по 350 МВт, работающих на угле, должны быть добавлены в систему,. Эти агрегаты должны быть расположены недалеко от района Айни. Чистый отпуск каждого агрегата составит 322 МВт
- Мини ГЭС мощностью 10 МВт должна быть добавлена в 2022 г. и еще одна в 2024 году.



- Ветровая электростанция мощностью 10 МВт должна быть добавлена в 2021 г. и еще одна в 2025 году.
- Солнечная энергия мощностью 10 МВт будут добавлены в каждом году с 2021 по 2025 гг.

Для каждого из сформулированных сценариев, общая сумма суммарной текущей величины (СТВ) (до января 2015 г.), связанная с расширением генерации в горизонте планирования (в общей сложности 25 лет, то есть с 2015 по 2039 гг) и периодом конечного эффекта (в общей сложности 20 лет, то есть с 2040 года по 2059 год) была рассчитана на основе следующих годовых значений:

- Затраты на топливо
- Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, в том числе льгота для генерации на угле, природном газе, дизельном топливе и мазуте
- Капитальные расходы - погашенная годовая сумма долга каждого нового блока, была рассчитана на основе его капитализированной капитальной стоимости во время ввода в эксплуатацию, экономической жизни и ставки дисконтирования
- Стоимость дополнительной мощности, которая производится для негарантируемого экспорта
- Затраты на недоотпущенную э/энергию, т.е. убытки клиентов из-за дефицита генерации (после 2021 г.)
- Расходы по выводу из эксплуатации существующих объектов Рогунской ГЭС (если применимо)
- Сумма инвестиций, необходимых для извлечения выгоды от защиты от наводнений, предоставляемой Рогунской ГЭС (если применимо)
- Стоимость реализации программ ЭЭ
- Выручка от гарантированного экспорта
- Выручка от негарантированного экспорта

Все сценарии расширения генерации имеют определенное количество тепловой генерации, добавленной в течение периода исследования, и большая часть этой генерации не является необходимой для удовлетворения внутреннего спроса или гарантированного экспорта в течение лета, так как гидроэлектростанции, как ожидается, будет работать практически на полную мощность. В текущем исследовании рассматривается возможность экспорта излишка электроэнергии на другие рынки (негарантированный экспорт) когда появится необходимая пропускная способность перетоков. Так как экспортная цена выше удельной стоимости производства энергии, Таджикистан от этого будет иметь выгоду. Предполагается, что соединение новой линии в дополнение к проекту CASA-1000 будет введено в эксплуатацию к 2025 году для оказания помощи в экспорте некоторой избыточной э/энергии в течение лета. Общая экспортируемая мощность была установлена на уровне 900 МВт (в дополнение к мощности линии электропередач 220 кВ до Афганистана) до ввода в эксплуатацию этой линии электропередач, и на уровне 1 900 МВт после ввода в эксплуатацию этой линии.

6.4 АНАЛИЗ ВАРИАНТА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ 1 - Планы расширения без Рогунской ГЭС

В рамках первого варианта расширения генерации - расширение с программой ЭЭ и без Рогунской ГЭС, в общей сложности были сформулированы и проанализированы восемь сценариев расширения. Основные кандидаты генерации, используемые для каждого из этих сценариев являются:

- Угольные агрегаты 350 МВт
- Угольные агрегаты 150 МВт
- Парогазовые установки 300 МВт, работающие на природном газе
- 5 ГЭС и угольные агрегаты 350 МВт
- 4 ГЭС и угольные агрегаты 350 МВт



- 3 ГЭС и угольные агрегаты 350 МВт
- 2 ГЭС и угольные агрегаты 350 МВт
- 1 ГЭС и угольные агрегаты 350 МВт

6.4.1 Обзор изученных сценариев расширения

Последовательность расширения генерации для восьми сценариев по Варианту расширения 1 представлена в Таблица 6-1. Больше подробностей об этих сценариях расширения представлены в Таблице D-1 Таблице D-16 Приложения D (каждый сценарий имеет две таблицы), которые включают в себя время добавления агрегатов и потенциальное местоположение агрегатов/электростанций, а также ежегодную информацию, такую как чистая мощность генерации, пиковый спрос, резерв мощности и в МВт и в %, ожидаемую ВПН в днях /год, и ожидаемую недоотпущенную энергию в %. Важно отметить, что информация о стоимости, представленная в таблицах в Приложении D охватывает только горизонт планирования. Как упоминалось ранее, затраты в каждый год продолжительного периода конечного результата такие же, как и в прошлом году моделирования, то есть в прошлом году горизонта планирования.

Следующие объяснения и предположения относятся к планам расширения выработки, связанные с ними расходы, представлены в данном отчете:

- Из-за дефицита генерации в настоящее время, в частности, дефицита энергии в зимний период (с октября по март), и ограничения во времени и средств на развитие новых проектов по генерации, было установлено, что система генерации должна только соответствовать только принятому критерию ВПН в пять дней в году и критерию ожидаемой недоотпущенной энергии в 1%, начиная с 2021 г. и далее. Два критерия не будут применяться к периоду с 2015 по 2020 гг., и этот период можно рассматривать как переходный, в течение которого должны быть предприняты значительные усилия, чтобы принести развитие новых проектов генерации в страну.
- Касательно последнего блока, который будет добавлен к сценарию расширения, части этого блока может быть достаточно для поддержания значения ВПН и ожидаемой недоотпущенной энергии в пределах заранее установленного уровня надежности. В этом случае, лишь частичная мощность последнего блока моделируется и симулируется в анализе, целью которого является сохранение надежности системы в рамках подобной величины других сценариев и снижение общих затрат системы. Следует отметить, что для блока 150 МВт или 350 МВт, для данного типа испытаний и анализа был использован перепад 50 МВт.
- Кандидаты ГЭС были добавлены в систему в соответствии с их стоимостью единицы энергии, которая была рассчитана на основе общего капитализированного капитала, экономической жизни, учетной ставки и ожидаемой генерации годовой электроэнергии при средних гидрологических условиях. Кандидат с более низкой стоимостью единицы энергии является одним из первых добавленных в систему.

Сценарии расширения генерации для Варианта 1 представлены в Таблица 6-1 Касательно сценариев, рассматривающих дополнения ГЭС, следующие аббревиатуры относятся к конкретным электростанциям:

- ГЭС 100 МВт относится к ГЭС Нурек 2
- ГЭС 125 МВт относится к Санобадской ГЭС
- ГЭС 126 МВт относится к Яванской ГЭС
- ГЭС 160 МВт относится к Айнинской ГЭС
- ГЭС 182,5 МВт относится к Фондарьинской ГЭС

Как видно из Таблица 6-1, в дополнение к мини-ГЭС, ветровой и солнечной энергии, для Сценария 7 потребуется две ГЭС (одна мощностью 100 МВт, а другая 125 МВт - ГЭС Нурек 2 и Санобадская ГЭС), 2х150 МВт углесжигающих установок ТЭЦ, 2х150 МВт углесжигающих установок и 9х350 МВт углесжигающих установок (только 70% последних углесжигающих установок 350 МВт потребуется в 2038 г.) на всем горизонте планирования с 2015 по 2039 гг. По сравнению с Сценарием 7,



Сценарий 1 не имеет двух гидроэлектростанций, но для него потребуется дополнительная угольная генерация 150 МВт. График добавления блоков для других сценариев, представленных на Таблица 6-1, говорят сами за себя.

В Таблица 6-2 представлены общие затраты системы (на основе суммарной текущей стоимости на январь 2015 года) для восьми сформулированных сценариев, и включает в себя два блока информации, обзор для генерации и обзор для теплового экспорта. Значения СТВ в строке «Чистая общая стоимость» являются затратами всей системы генерации, использованными для сравнения сценариев в то время как значения в строке «Чистая выгода» указывают чистые выгоды, произведенными блоками ТЭС путем негарантированной реализации излишков электроэнергии, которая могла бы быть выработана этими блоками. Следует отметить, что информация, показанная на более позднем блоке входит в ту, что показана в первом блоке. При изучении Таблица 6-2 и Таблица 6-1 могут быть сделаны следующие замечания:

- Последовательность расширения генерации, разработанная с учетом углесжигающих установок 350 МВт (сценарий 1), имеет более низкие затраты системы (6 810,7 млн. дол. США), чем сценарии либо с углесжигающими установками 150 МВт (сценарий 2 - 6 895,4 млн. дол. США) или газотурбинными установками замкнутого цикла 300 МВт (сценарий 3 - 8 110,8 млн. дол. США).
- При включении кандидатов ГЭС, последовательность расширения с двумя ГЭС, ГЭС Нурек - 2 и Санобадская ГЭС (сценарий 7), имеют наименьшую стоимость генерации (6 638,7 млн. дол. США), а другие последовательности с ГЭС имеют относительно высокую стоимость.
- Среди всех восьми сформулированных сценариев, сценарий 7, то есть с ГЭС Нурек-2 и Санобадской ГЭС имеет наименьшую общую стоимость генерации в течение периода планирования и периода конечных эффектов.

Основываясь на этих выводах, было решено, что сценарии 1 и 7 будут предметом дальнейшего исследования и сценарии расширения для двух других вариантов расширения генерации будут подготовлены на основе этих двух сценариев, например, один с использованием углесжигающих установок 350 МВт, а другой с использованием углесжигающих установок 350 МВт и двух гидроэлектростанций когда это возможно. Следует отметить, что, хотя сценарий 8 (с одной ГЭС) имеет второе самое низкое СТВ, он не был выбран для дальнейшего исследования, так как выбранные сценарии обеспечивают более широкий потенциал для затрат, которые будут изменены при анализе чувствительности и в любом случае, экономический эффект от наличия только одной гидроэлектростанции уже включен в план с двумя ГЭС.

6.4.2 Сравнение выбранных сценариев расширения

Сравнение стоимости для сценариев 7 и 1 отражено в Таблица 6-3, которое показывает затраты в каждом из двух сценариев в трех периодах, горизонте планирования, периоде конечного эффекта, и их сумме. Кроме того, разница в стоимости между сценарием 7 и 1 также представлена в данной таблице. На этой таблице можно видеть следующее:

- Себестоимость Сценария 7 составляет примерно 6 638,7 млн. дол. США, что включает в себя 5 516,41 млн. дол. США в течение горизонта планирования и 1 122,36 млн. дол. США в период конечного эффекта
- Себестоимость Сценария 1 составляет примерно 6 810,7 млн. дол. США, что включает в себя 5 661,1 млн. дол. США в течение горизонта планирования и 1 149,6 млн. дол. США в период конечного эффекта
- Стоимость Сценария 7 обходится примерно на 172 млн. дол. США меньше, чем Сценария 1
- При Сценарии 7 на топливо тратится примерно на 170 млн. дол. США, на эксплуатацию и техническое обслуживание на 69 млн. дол. США и на дополнительную генерацию для негарантированного экспорта на 76 млн. дол. США меньше.
- При Сценарии 7 требуется примерно на 113 млн. дол. США больше на капитальные вложения (уплату), так как он включает 2 фондоемких проектов ГЭС.



- Сценарий 1 будет иметь больше тепловой энергии для негарантированного экспорта, в то время, как Сценарий 7 будет иметь больше электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС для негарантированного экспорта.

6.4.3 Преимущества программ ЭЭ

Для определения экономической эффективности программы ЭЭ, сценарии расширения генерации были разработаны без изменений спроса, вызванного вследствие реализации программ ЭЭ. Эти планы расширения были проведены для сценариев 1 и 7. Годовые дополнения блоков и общие затраты на генерацию этих 2-х сценариев резюмированы в Таблица 6-4 и Таблица 6-5 соответственно.

Из Таблица 6-4 и Таблица 6-5 можно сделать следующие выводы:

- Общие добавления генерации к концу периода исследования такие же, как и для сценариев с ЭЭ, так как действие программ ЭЭ завершается до окончания периода исследования. Однако, следует отметить, что дополнения блоков наиболее перспективны со сценариями без ЭЭ по сравнению со сценариями с ЭЭ.
- Себестоимость Сценария 7 составляет около 6 831 млн дол. США, которая включает в себя 5 709 млн дол. США в течение периода планирования и 1 122 дол. США на протяжении периода конечного эффекта
- Себестоимость Сценария 1 составляет около 7 028 млн дол. США, включающая в себя 5 878 млн дол. США в течение периода планирования и 1 150 млн. дол. США на протяжении периода конечного эффекта.
- Стоимость Сценария 7 обходится примерно на 197 млн. дол. США меньше, чем Сценария 1
- При Сценарии 1 на топливо тратится примерно на 200 млн. дол. США больше, на эксплуатацию и техническое обслуживание на 79 млн. дол. США и на дополнительную генерацию для негарантированного экспорта на 74 млн. дол. США больше.
- При Сценарии 7 требуется примерно на 145 млн.дол.США больше на капиталовложение, чем при Сценарии 1, так как он включает 2 фондоемких проекта ГЭС.

В Таблица 6-6 представлены потенциальные преимущества, вытекающие из программ энергоэффективности, как описано в Разделе 5.7, которые рассчитываются на основе затрат на генерацию, представленных в Таблица 6-3 и Таблица 6-5. Это можно наблюдать из Таблица 6-6 :

- Предлагаемые программы ЭЭ позволят сократить потребность в э/энергии примерно на 5 110 ГВтч, что выражается в СТВ 2015 г.
- Без реализации предложенных программ ЭЭ, план расширения генерации по Сценарию 1 приведет к общей стоимости системы на сумму около 7 028 млн. дол. США. Общая стоимость системы уменьшится примерно на 6 811 млн. дол. США, если предполагаемая экономия э/энергии и мощности по предлагаемым программам энергоэффективности будет полностью реализована. Это означает, что программы ЭЭ могут обеспечить чистую прибыль примерно в 217 млн. дол. США. Следует отметить, что расчетная стоимость реализации предлагаемых программ ЭЭ была включена в общую стоимость системы
- Общие расходы на генерацию Сценария 7 составляет примерно 6 831 млн. дол. США если программы ЭЭ не реализованы, в то время как они могут снизиться примерно до 6 639 млн. дол. США при реализации программ ЭЭ, чистая выгода составит 192 млн. дол. США.

Был сделан вывод, что предлагаемые программы ЭЭ могут обеспечить чистую выгоду системе генерации, т.е. снизить общую стоимость системы.

6.4.4 Расширение импортом

Из анализа планов расширения генерации было отмечено, что углесжигающая установка в течение первых двух лет после ее ввода в эксплуатацию может потребоваться только для получения небольшого количества э/энергии, то есть он будет иметь более низкий годовой коэффициент мощности. Ожидается, что это может быть решено путем управления генерации или



механизмов эксплуатации. В этом случае, системный оператор может управлять блоками в базисном режиме таким образом, что все блоки в базисном режиме будут иметь схожий уровень годового коэффициента мощности.

Использование пиковых технологий генерации также могло бы должным образом решить это, но это приведет к увеличению стоимости общей системы генерации из-за их высоких дополнительных затрат (в том числе расходы на топливо и переменные затраты на эксплуатацию и ТО). Когда энергосистема Таджикистана взаимосвязана с другими энергосистемами, которые способны обеспечить энергетическую поддержку в течение зимнего периода, поддержка взаимосвязи может быть смоделирована соответствующим образом и включена в моделирование, чтобы заменить некоторые на угольные блоки/электростанции, сохраняя при этом общую стоимость системы на низком уровне.

Влияние импорта на общую стоимость генерации было исследовано для Сценария 7 при Варианте расширения 1. В ходе анализа три импорта (импорт 250 МВт из Туркменистана через Афганистан, импорт 250 МВт непосредственно из Узбекистана и импорт 250 МВт из Туркменистана через Узбекистан) были использованы для замены двух с половиной углесжигающих установок мощностью 350 МВт

Результаты исследования показывают, что два варианта имеют одинаковый уровень общей стоимости системы. Тем не менее, следует понимать, что этот импорт требует гораздо меньше капиталовложений из Таджикистана. Так как основной проблемой, с которой столкнулся Таджикистан для зимнего обеспечения электроэнергией является нехватка э/энергии и его большие гидроэлектростанции имеют либо большое накопление и хранение электроэнергии или е накопление и хранение электроэнергии ежедневного использования, Таджикистан мог бы импортировать э/энергию по низким ценам в часы-пик, использовать эту внепиковую э/энергию для удовлетворения потребностей клиентов и сохранить воду для генерации в течение средненизовых и пиковых часов. Не ожидается, что система Таджикистан будет испытывать дефицит мощности в зимний период в горизонте планирования, если будет осуществлен внепиковый импорт в общей сложности 750 МВт.

6.4.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности обычно проводится в отдельных планах расширения системы с наименьшими издержками с целью изучения их устойчивости к изменениям ключевых параметров или предположений. Для этого Варианта развития генерации исследования чувствительности были проведены для обоих Сценариев 1 и 7. Основные параметры, выбранные для изучения устойчивости результатов исследования, наступление которых было бы разумно ожидать, включают в себя прогнозирование графика нагрузки, капитальные затраты новых проектов генерации, цену на топливо блоков ТЭС и ставку дисконтирования.

6.4.5.1 Прогнозирование спроса

В дополнение к наиболее вероятному прогнозированию нагрузки, в данном исследовании были подготовлены два дополнительных прогноза нагрузки, т.е. низкий и высокий рост спроса, как описано в Разделе 3.3. В разработке последовательностей расширения генерации для этого исследования чувствительности, воздействие потенциальных достижений программ ЭЭ были рассмотрены одинаково во всех трех прогнозах нагрузки.

Понятно, что в случае высокого роста нагрузки, системе генерации потребуется более ГЭС для обеспечения прогнозируемой нагрузки, в результате ввода в эксплуатацию новых ГЭС, а в случае низкого роста спроса, необходимость в дополнении/ расширении генерации будет меньше, в результате чего откладывается ввод в эксплуатацию некоторых блоков. Таблица 6-7 представляет график добавления генерации и графики списания для Сценариев 1 и 7 при низком и высоком прогнозе нагрузок, а Таблица 6-8 представляет их расходы всей системы генерации. Больше деталей по двум сценариям в рамках двух различных прогнозов нагрузки представлены с Таблицы D-17 по Таблицу D-24 Приложения D.

Это можно наблюдать из Таблица 6-7 и Таблица 6-8:

- При условии прогнозирования низкого графика нагрузки, Сценарию 1, в дополнение к мини ГЭС, ветровой и солнечной энергии, потребуется 2 агрегата ТЭЦ по 150 МВт, 2 углесжигающие установки по 150 МВт и 8 углесжигающих установок по 350 МВт. Только



40% последних энергоблоков по 350 МВт необходимы в 2038 г. для соответствия критерию надежности в 2039 г. Общая стоимость системы для этого сценария составляет 5 810 млн. дол. США

- По сравнению со Сценарием 1, для Сценария 7 при условии прогнозирования низкой нагрузки потребуется на 200 МВт меньше мощности угольной энергии и на 225 МВт больше мощности ГЭС. Общая стоимость для Сценария 7 составляет 5 627 млн. дол. США
- При условии прогнозирования низкой нагрузки, стоимость Сценария 7 примерно на 183 млн. дол. США меньше стоимости Сценария 1 в течение горизонта планирования и периода конечного эффекта
- При условии прогнозирования высокого графика нагрузки, Сценарию 1, в дополнение к мини ГЭС, ветровой и солнечной энергии, потребуется 2 агрегата ТЭЦ по 150 МВт, 2 углесжигающие установки по 150 МВт и 13 углесжигающих установок по 350 МВт с общей стоимостью системы примерно в 8 296 млн. дол. США.
- По сравнению со Сценарием 1, для Сценария 7 при условии прогнозирования высокой нагрузки потребуется на 200 МВт меньше мощности угольной энергии и на 225 МВт больше мощности ГЭС. Сценарий 7 имеет общую стоимость примерно в 8 152 млн. дол. США
- При условии прогнозирования высокой нагрузки, стоимость Сценария 1 будет больше стоимости Сценария 7 примерно на 144 млн. дол. США в течение горизонта планирования и периода конечного эффекта.
- Независимо от того, каким является прогноз нагрузки, последовательность расширения генерации с двумя ГЭС и углесжигающими установками 350 МВт (Сценарий 7) имеет наименьшую общую стоимость генерации.

6.4.5.2 Капитальная стоимость новых проектов электростанций

Одним из важных неопределенных факторов в развитии энергетического сектора является оценочная капитальная стоимость будущих новых проектов генерации. В связи с изменением рыночных условий, условий активных центров и других факторов, таких как точность оценки и процесс разработки, поставки и строительства, понятно, что общая капитальная стоимость для одного проекта может весьма отличаться от суммы, необходимой для другого проекта, особенно для новых технологий и проектов, чья стоимость строительства в значительной степени зависит от условий эксплуатации.

Анализ чувствительности планов расширения генерации по неопределенности капитальной стоимости был проведен путем уменьшения или увеличения исчисленной капитальной стоимости новых проектов генерации на 25%. Важно отметить, что для простоты, стоимость эксплуатации и ТО новых проектов генерации поддерживали неизменной, хотя она иногда оценивается как часть их капитальной стоимости. В Таблица 6-9 представлены результаты исследования.

Из Таблица 6-9 можно наблюдать следующее:

- С уменьшением капитальной стоимости новых проектов генерации на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет сокращена примерно до 6 096 млн. дол. США с 6 811 млн. дол. США, чистое сокращение составит 714 млн. дол. США
- С увеличением капитальной стоимости новых проектов генерации на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет увеличена примерно до 7 526 млн. дол. США с 6 811 млн. дол. США, чистое увеличение составит 714 млн. дол. США
- Следует отметить, что небольшое различие между этими двумя разностями в стоимости была вызвано округлением. Таким образом, можно рассчитать, что изменение в 1% в капитальной стоимости Сценария 1 приведет к изменению примерно в 28,6 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- Также можно рассчитать, что для Сценария 7, изменение в 25% в капитальной стоимости новых проектов генерации приведет к изменению порядка 734 млн. дол. США в общей



стоимости генерации, что означает, что изменение капитальной стоимости в 1% будет иметь изменение порядка 29,4 млн. дол. США в общей стоимости генерации.

- В исследованном диапазоне изменений капитальной стоимости новых проектов генерации, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.4.5.3 Цена на топливо Блоков ТЭС

Чувствительность к изменению цен на топливо блоков ТЭС к общей стоимости генерации была исследована путем уменьшения или увеличения цены на топливо на 25% в соответствии со значениями, принятыми в базовом варианте. Топливо с изменяющимися ценами включает мазут и уголь, поскольку они являются единственным тепловым топливом, применимым к выбранным сценариям. Результаты исследования учетной ставки представлены в Таблица 6-10. Из значений, представленных в данной таблице, можно прийти к следующим выводам:

- С уменьшением цены на топливо для тепловых электростанций на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет сокращена примерно до 6 016 млн. дол. США с 6 811 млн. дол. США, чистое сокращение составит 795 млн. дол. США
- С увеличением цены на топливо для тепловых электростанций на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет увеличена примерно до 7 606 млн. дол. США с 6 811 млн. дол. США, чистое увеличение составит 795 млн. дол. США
- Следует отметить, что небольшое различие между этими двумя разностями в стоимости была вызван округлением. Таким образом, можно рассчитать, что изменение на 1% в цене на топливо Сценария 1 приведет к изменению примерно в 31,8 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- Также можно рассчитать, что для Сценария 7, изменение в 25% в цене на топливо приведет к изменению порядка 740 млн. дол. США в общей стоимости генерации, что означает, что изменение цены на топливо на 1% будет иметь изменение порядка 29,6 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- В исследованном диапазоне изменений цены на топливо новых проектов генерации, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.4.5.4 Учётная ставка

Исследования чувствительности по изменению учетной ставки были проведены для двух разных значений, 8% и 12%, которые на 2 % меньше и на 2% больше базисной учетной ставки в 10%. Важно отметить, что эти две учетные ставки применяются также для всех новых проектов генерации, чтобы вычислить их капитальную стоимость на момент ввода в эксплуатацию. Результаты исследования чувствительности к учетной ставке представлены в Таблица 6-11. Из значений, представленных в данной таблице, можно прийти к следующим выводам:

- При учетной ставке 8%, общая стоимость генерации Сценария 1 составляет примерно 8 478 млн. дол. США, увеличившись почти на 1 668 млн. дол. США от общей стоимости 6 811 млн. дол. США, рассчитанной по учетной ставке 10%
- Когда учетная ставка снижается до 8% с 10%, общая стоимость генерации Сценария 7 будет увеличена примерно до 8 202 млн. дол. США с примерно 6 639 млн. дол. США, т.е. чистое увеличение составит 1 563 млн. дол. США
- Сценарий 1 имеет общую стоимость генерации примерно в 5 675 млн. дол. США, когда применяется учетная ставка в 12%, которая на 1 135 млн. дол. США меньше, чем стоимость 6 811 млн. дол. США, рассчитанная при учетной ставке в 10%
- Сценарий 7 имеет общую стоимость генерации примерно в 5 561 млн. дол. США, когда применяется учетная ставка в 12%, которая на 1 078 млн. дол. США меньше, чем стоимость 6 639 млн. дол. США, рассчитанная при учетной ставке в 10%
- В исследованном диапазоне изменений учетной ставки, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.



6.4.6 Графические Результаты сценария без Рогунской ГЭС

На Рисунок 6-1 показана ежегодная установленная мощность с разбивкой по типам ресурсов для сценария 1 (углесжигающие установки мощностью 350 МВт). Как видно гидроэнергетический компонент является самым большим из всех ресурсов, и на конец периода исследования на него будет приходиться 58% общей чистой генерирующей мощности, за ним следует выработка электроэнергии с использованием угля, на которую приходится 43% общей чистой мощности. На этом рисунке также показано, что изначально на гидроэнергетический компонент приходилось 95% чистой мощности, которая за период исследования увеличилась на 483 МВт в результате реабилитационных работ на существующих установках. На Рисунок 6-2 показано ежегодное производство электроэнергии с разбивкой по типам ресурсов для сценария 1. На этом рисунке видно, что к концу периода исследования гидроэлектростанции будут вырабатывать около 50% общей электроэнергии, необходимой для системы и гарантированного экспорта, тогда как углесжигающие установки будут вырабатывать 46% от общих объёмов энергии, а оставшаяся часть электроэнергии будет вырабатываться ТЭЦами и установками, использующими возобновляемые источники энергии (мини ГЭС, ветровые и солнечные установки). В течение первых лет исследования Рисунок 6-2 демонстрирует разрыв между общими объёмами вырабатываемой электроэнергии и спросом, которая называется недоотпущенной электроэнергией, которая наблюдается в основном в зимний период. Как видно, этот разрыв сокращается по мере ввода в эксплуатацию новых вырабатывающих единиц, начиная с 2018 и 2019 гг.

На Рисунок 6-2 также показана энергия, которая рассматривалась в качестве дополнительного негарантированного экспорта, вырабатываемая гидроэнергетическими ресурсами и углесжигающими установками мощностью 350 МВт, при этом данный экспорт будет осуществляться в основном в период с июня по сентябрь, так как в течение этих месяцев имеется излишек энергии, вырабатываемой ГЭС, и в течение других месяцев будет экспортироваться электроэнергия, вырабатываемая углесжигающими установками мощностью 350 МВт. Так как система нуждается в резерве мощности, а он обеспечивается в основном за счёт углесжигательных установок, эта резервная мощность может генерировать электроэнергию для негарантированного экспорта, тем самым извлекать выгоду из системы путём продажи этой электроэнергии по цене превышающей предельную себестоимость электроэнергии, вырабатываемой этими установками. По мере роста спроса в системе, излишек электроэнергии, вырабатываемый ГЭС, будет сокращаться, так же как и негарантированный экспорт этого вида ресурсов, и к концу периода исследования доля электроэнергии, вырабатываемой ГЭС, в общем объёме негарантированного экспорта будет составлять 150 ГВтч, тогда как на долю электроэнергии, вырабатываемой углесжигательными установками, в общем объёме негарантированного экспорта будет приходиться 5 870 ГВтч электроэнергии. Затраты и соответствующие доходы от реализации на экспорт негарантированных объёмов электроэнергии были рассчитаны и представлены в Таблица 6-5.

На Рисунок 6-3 показана ежегодная установленная мощность с разбивкой по типам ресурсов для сценария 7 (2 ГЭС и углесжигающие установки мощностью 350 МВт). Как видно гидроэнергетический компонент является самым большим из всех ресурсов, и на конец периода исследования на него будет приходиться 60% общей чистой генерирующей мощности, за ним следует выработка электроэнергии с использованием угля, на которую приходится 35% общей чистой мощности. На этом рисунке также показано, что изначально на гидроэнергетический компонент приходилось 95% чистой мощности, которая за период исследования увеличилась на 708 МВт в результате реабилитационных работ на существующих ГЭС и введения в эксплуатацию ГЭС Санобад и других ГЭС.

На Рисунок 6-4 показано ежегодное производство электроэнергии с разбивкой по типам ресурсов для сценария 7. На этом рисунке видно, что к концу периода исследования гидроэлектростанции будут вырабатывать 53% общей электроэнергии, необходимой для системы и гарантированного экспорта, тогда как углесжигающие установки будут вырабатывать 42% от общих объёмов энергии, а оставшаяся часть электроэнергии будет вырабатываться ТЭЦами и установками, использующими возобновляемые источники энергии (мини ГЭС, ветровые и солнечные установки). В первые годы объёмы недоотпущенной электроэнергии будут такими же как и в сценарии 1. Объёмы негарантированного экспорта электроэнергии, произведённой ГЭС и тепловыми станциями, соответствуют объёмам, полученным по сценарию 1.



6.5 АНАЛИЗ ВАРИАНТА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ 2 - ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ С РОГУНСКОЙ ГЭС

6.5.1 Обзор результатов исследования

На основании обсуждений, представленных в Разделе 5.2.1, было предположено, что первые 2 блока Рогунской ГЭС начнут работать с 1 января 2025 г., следующие 2 блока с 1 января 2028 г., и последние 2 блока с 1 января 2029 г. В таблицах расширения генерации, эти добавления определены как «Рогунская ГЭС либо с 2х400 МВт, либо с 2х600 МВт».

Два сценария расширения генерации были разработаны в рамках Варианта 2 - С Рогунской ГЭС, один с использованием углесжигающих установок 350 МВт, а другой с использованием углесжигающих установок 350 МВт и двух ГЭС, Нурек-2 и Санобад. План расширения генерации с Шурабской ГЭС разрабатывается на основании анализа чувствительности.

Последовательность добавления/выбытия блоков в генерацию для этих двух сценариев представлены в Таблица 6-12 и их затраты суммированы в Таблица 6-13. Подробные дополнения блоков и стоимость этих двух сценариев представлены в Таблице D-25 и Таблице D-28 Приложения D (каждый сценарий имеет две таблицы).

На этой таблице можно видеть следующее:

- В дополнение к Рогунской ГЭС, мини ГЭС, проектам ветровой и солнечной энергии, последовательность расширения по Сценарию 1 включает 2 агрегата ТЭЦ по 150 МВт, 2 углесжигающие установки по 150 МВт и 5 углесжигающих установок по 350 МВт.
- Разница между Сценариями 1 и 7 заключается в том, что Сценарий 7 включает мощность выработки с использованием угля меньше на 200 МВт, но на 225 МВт большую мощность выработки с использованием водных ресурсов. Частичные углесжигающие установки мощностью 350 МВт потребуются ближе к концу, с тем чтобы сохранить заданные уровни надежности.
- Себестоимость Сценария 7 составляет около 6 303 млн. дол. США, которая включает в себя 5 371 млн. дол. США в течение периода планирования и 932 дол. США на протяжении периода конечного эффекта.
- Себестоимость Сценария 1 составляет примерно 6 505 млн дол. США, включающая в себя 5 541 млн дол. США в течение периода планирования и 964 млн. дол. США в период конечного эффекта.
- Сценарий 7 обходится примерно на 202 млн. дол. США меньше, чем Сценарий 1
- При Сценарии 1 на топливо тратится примерно на 149 млн. дол. США больше, на эксплуатацию и техническое обслуживание на 74 млн. дол. США и на дополнительную генерацию для негарантированного экспорта на 167 млн. дол. США. Для Сценария 7 необходимо примерно на 43 млн. дол. США больше на капитальные вложения, чем для Сценария 1.

6.5.2 Преимущества/Затраты Рогунской ГЭС

В Таблица 6-14 представлены потенциальные преимущества, вытекающие из программ ЭЭ, которые рассчитаны на основе затрат генерации, представленных в Таблица 6-3 и Таблица 6-13. Это можно наблюдать из Таблица 6-14 :

- Без Рогунской ГЭС, общая стоимость генерации по Сценарию 1 составляет примерно 6 811 млн. дол. США. Эта стоимость сокращается до примерно 6 505 млн. дол. США при включении Рогунской ГЭС в последовательность увеличения выработки. Себестоимость Рогунской ГЭС составляет примерно 306 млн. дол. США
- Общая стоимость генерации при Сценарии 7 составляет около 6 639 млн. дол. США, если Рогунская ГЭС не включена в последовательность расширения. Стоимость сокращается примерно до 6 303 млн. дол. США при включении Рогунской ГЭС, что означает, что чистая прибыль Рогунской ГЭС составляет примерно 336 млн. дол. США.

Из приведенных выше сравнений ясно, что сценарии расширения, которые предусматривают Рогунскую ГЭС, представляют преимущества при сравнении со сценариями без Рогунской ГЭС,



при базовой учётной ставке на уровне 10%. Эти преимущества составляют порядка от 4 до 5% от общей стоимости сценария. В связи с тем, что эта электростанция будет введена в эксплуатацию на позднем этапе, ряд предоставляемых ею выгод приходится на время, уже после периода прогнозирования, но этого следовало ожидать, так как полная мощность данной электростанции включена в период планирования на сравнительно короткий срок.

Исходя из сравнения затрат по соответствующим сценариям, выгоды могут оказаться сравнительно небольшими, что может быть вызвано рядом причин. В используемой методологии/подходе применялся метод дисконтированных денежных потоков, чтобы привести к общей точке во времени все затраты и выгоды в течение периода исследования. При этом методе затраты и выгоды, происходящие в среднесрочной и долгосрочной перспективе, имеют меньшую ценность, чем те, которые произошли в краткосрочной перспективе. Таким образом, при использовании значительной ставки дисконтирования и выгодах, которые будут получены в долгосрочной перспективе, их стоимость может быть менее ценной, но в исследованиях чувствительности это можно предусмотреть, используя более низкие ставки дисконтирования.

Также возможно что в исследование не были включены некоторые из выгод, связанных с Рогунской ГЭС, так как затраты на вывод из эксплуатации и стоимость работ, необходимых для обеспечения защиты от вероятного максимума наводнений были учтены в сценариях расширения без Рогунской ГЭС. В исследовании также учитывались экологические штрафы за выбросы CO₂ углесжигающими установками, но не были приняты во внимание результаты уменьшения генерирующей мощности Нурекской ГЭС из-за накопления седиментации, так как это произойдет уже после периода, рассматриваемого в данном исследовании. Тем не менее, вследствие того, что вероятно будет происходить уменьшение выработки в будущем до того, пока ее стоимость не будет снижена по базисной дисконтной ставке, и ее стоимость будет не очень большой.

Другим аспектом возможно будет срок эксплуатации, используемый для генерационных ресурсов. Срок эксплуатации тепловых ресурсов составлял 30 лет, тогда как срок эксплуатации гидроэнергетических ресурсов составлял 50 лет. Нередко срок эксплуатации гидроэлектростанции длится 75 лет (Варзобские станции) и даже 100 лет, но потом необходима модернизация, и затем, вероятно, это остается за пределами периода исследования.

В дополнение, необходимо отметить, что в рамках проводимых исследований с учетом добавления Рогунской ГЭС, общая полезная мощность к концу периода исследования составит на 1600 МВт больше чем у той, которая в рамках последовательности без Рогунской ГЭС и это вызвано тем, что возможности выработки э/энергии Рогунской ГЭС с учетом коэффициента производительности 51% ниже чем у агрегатов на угле, которые могут достигнуть коэффициента производительности в 80% и выше, таким образом планы по увеличению выработки с Рогунской ГЭС требуют больше общей полезной установленной мощности чем те, которые без Рогунской ГЭС.

Используемая методология логична, применялась во многих других генеральных планах развития энергетического сектора и признана многими международными кредитными организациями, а приведённые выше описания представляют собой попытку выявить некоторые факторы, которые могли бы подтвердить полученные результаты.

6.5.3 Расширение импортом

Как и для обзора, описанного в Разделе 6.4.4, влияние импорта на общую стоимость генерации было исследовано для Сценария 7 при Варианте расширения 2. В ходе анализа три импорта (импорт 250 МВт из Туркменистана через Афганистан, импорт 250 МВт непосредственно из Узбекистана и импорт 50 МВт из Туркменистана через Узбекистан) были использованы для замены нескольких углесжигающих установок 350 МВт, необходимых после 2021 г.

Результаты исследования показывают, что использование импорта для замещения блоков 350 МВт могло бы уменьшить общую стоимость генерации примерно на 100 млн. дол. США. Необходимо отметить, что этот импорт требует гораздо меньше капиталовложений из Таджикистана, хотя цены на импорт э/энергии относительно выше. Так как основной проблемой, с которой столкнулся Таджикистан для зимнего обеспечения электроэнергией является нехватка э/энергии и его большие гидроэлектростанции имеют либо большое накопление и хранение электроэнергии или ее накопление и хранение электроэнергии ежедневного использования, Таджикистан мог бы импортировать э/энергию по низким ценам в часы-пик, использовать



внепиковую э/энергию для удовлетворения потребностей клиентов и сохранить воду для генерации в течение среднепиковые и пиковые часы.

6.5.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности, проведенный для 2-х сценариев Варианта расширения 2, схож с анализом, представленным в Разделе 6.4.5 для 2-х сценариев Варианта расширения 1.

6.5.4.1 Прогнозирование спроса

Таблица 6-15 представляет график добавления генерации и графики списания для Сценариев 1 и 7 при низком и высоком прогнозе нагрузок, а Таблица 6-16 представляет их расходы всей системы генерации. Детальный график дополнения блоков и годовые затраты по двум сценариям в рамках двух различных прогнозов нагрузки представлены с Таблицы D-29 по Таблицу D-36 Приложения D.

Из Таблица 6-15иТаблица 6-16 можно наблюдать следующее:

- При условии прогнозирования низкого графика нагрузки, Сценарию 1, в дополнение к Рогунской ГЭС, малым ГЭС, ветровой и солнечной энергии, потребуется 2 агрегата ТЭЦ по 150 МВт , 2 углесжигающих установок по 150 МВт и 3 углесжигающих установок по 350 МВт. Общая стоимость генерирующей системы для этого сценария составляет 5 497 млн. дол. США
- Для Сценария 7 при условии прогнозирования низкого графика нагрузки потребуется столько же угольной энергии и на 225 МВТ больше электроэнергии ГЭС, его общая стоимость генерации составляет примерно 5 361 млн. дол. США
- При условии прогнозирования низкой нагрузки, стоимость Сценария 7 меньше стоимости Сценария 1 примерно на 136 млн. дол. США в течение горизонта планирования и периода конечного эффекта.
- При условии прогнозирования высокого графика нагрузки, Сценарию 1, в дополнение к Рогунской ГЭС, мини ГЭС, ветровой и солнечной энергии, потребуется 2 агрегата ТЭЦ по 150 МВт , 2 углесжигающих установок 150 МВт и 8 углесжигающих установок 350 МВ с общей стоимостью системы примерно в 7 933 млн. дол. США.
- Для Сценария 7 при условии прогнозирования низкого графика нагрузки потребуется на 150 МВт угольной энергии меньше и на 225 МВТ больше электроэнергии ГЭС, его общая стоимость генерации составляет примерно 7 795 млн. дол. США
- При условии прогнозирования высокой нагрузки, стоимость Сценария 1 будет больше стоимости Сценария 7 примерно на 138 млн. дол. США в течение горизонта планирования и периода конечного эффекта.
- Независимо от того, каким является прогноз нагрузки, последовательность расширения генерации с двумя ГЭС и углесжигающими установками 350 МВт (Сценарий 7) имеет наименьшую общую стоимость генерации.

6.5.4.2 Капитальная стоимость новых проектов электростанций

Результаты исследования чувствительности варьирующей капитальной стоимости новых проектов генерации представлены в Таблица 6-17. На этой таблице можно видеть или рассчитать следующее:

- С уменьшением капитальной стоимости новых проектов генерации на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет сокращена примерно до 5 412 млн. дол. США с 6 505 млн. дол. США, чистое сокращение составит 1 093 млн. дол. США
- С увеличением капитальной стоимости новых проектов генерации на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет увеличена примерно до 7 598 млн. дол. США с 6 505 млн. дол. США, чистое сокращение составит 1 093 млн. дол. США
- Таким образом, можно рассчитать, что изменение в 1% в капитальной стоимости Сценария 1 приведет к изменению примерно в 43,7 млн. дол. США в общей стоимости генерации.



- Также можно рассчитать, что для Сценария 7, изменение в 25% в капитальной стоимости новых проектов генерации приведет к изменению порядка 1 092 млн. дол. США в общей стоимости генерации, что означает, что изменение капитальной стоимости в 1% будет иметь изменение порядка 43,7 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- В исследованном диапазоне изменений капитальной стоимости новых проектов генерации, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.5.4.3 Цена на топливо для проектов тепловой генерации энергии

Результаты исследования чувствительности варьирующейся цены на топливо для проектов генерации тепловой энергии представлены в Таблица 6-18. Из значений, представленных в данной таблице, можно прийти к следующим выводам:

- С уменьшением цены на топливо для тепловых электростанций на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет сокращена примерно до 5 909 млн. дол. США с 6 505 млн. дол. США, чистое сокращение составит 596 млн. дол. США
- С уменьшением цены на топливо для тепловых электростанций на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет сокращена примерно до 7 101 млн. дол. США с 6 505 млн. дол. США, чистое сокращение составит 596 млн. дол. США
- Таким образом, можно рассчитать, что изменение в 1% в цене на топливо Сценария 1 приведет к изменению примерно в 23,8 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- Также можно рассчитать, что для Сценария 7, изменение в 25% в цене на топливо приведет к изменению порядка 531 млн. дол. США в общей стоимости генерации, что означает, что изменение цены на топливо на 1% будет иметь изменение порядка 21,2 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- В исследованном диапазоне изменений цены на топливо новых проектов тепловой генерации энергии, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.5.4.4 Учётная ставка

Результаты исследования чувствительности к учетной ставке представлены в Таблице 6-19. Из значений, представленных в данной таблице, можно прийти к следующим выводам:

- При учетной ставке 8%, общая стоимость генерации Сценария 1 составляет примерно 7 470 млн. дол. США, увеличившись почти на 965 млн. дол. США от общей стоимости 6 505 млн. дол. США, рассчитанной по учетной ставке 10%
- Когда учетная ставка снижается до 8% с 10%, общая стоимость генерации Сценария 7 будет увеличена примерно до 7 171 млн. дол. США с примерно 6 303 млн. дол. США, т.е. чистое увеличение составит 868 млн. дол. США
- Сценарий 1 имеет общую стоимость генерации примерно в 5 746 млн. дол. США, когда применяется учетная ставка в 12%, которая на 759 млн. дол. США меньше, чем стоимость 6 505 млн. дол. США, рассчитанная при учетной ставке в 10%
- Сценарий 7 имеет общую стоимость генерации примерно в 5 604 млн. дол. США, когда применяется учетная ставка в 12%, которая на 699 тыс. дол. США меньше, чем стоимость 6 303 млн. дол. США, рассчитанная при учетной ставке в 10%
- В исследованном диапазоне изменений учетной ставки, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.5.4.5 Капитальные расходы

Исследование чувствительности проводилось для капитальных затрат, указанных в ТЭО Рогунской ГЭС в сопоставлении с теми затратами, полученными по Варианту ранней выработки Рогунской ГЭС. Эти результаты представлены в Таблица 6-20. Из значений, представленных в данной таблице, можно прийти к следующим выводам:

- При использовании денежных выплат по Варианту ранней выработки Рогунской ГЭС, общая стоимость генерации по сценарию 1 составляет примерно 6 331 млн. дол. США,



сокращение на 174 млн. дол. США от общей стоимости 6 505 млн. дол. США, рассчитано для затрат по ТЭО.

- При использовании денежных выплат по Варианту ранней выработки Рогунской ГЭС, общая стоимость генерации по сценарию 2 составляет примерно 6 129 млн. дол. США, сокращение на 174 млн. дол. США от общей стоимости 6 303 млн. дол. США, рассчитано для затрат по ТЭО.
- Снижение общих затрат по сценариям 1 и 2 равны, так как изменения были одинаковыми в обоих сценариях и включали только сумму ежегодных капитальных расходов, в то время как общий объем затрат остался неизменным.
- Снижение общей стоимости сценария связано с тем, что при выплатах ранней выработки Рогунской ГЭС, первые выплаты происходят через год, с тем, чтобы совместить начало выработки энергии с первой фазой в обоих случаях
- Капитальные расходы оказывают влияние на общую экономическую эффективность проекта, и важно наличие графика капитальных расходов, который максимально соответствует фактическим расходам.

6.5.5 Графические результаты сценария с Рогунской ГЭС

На Рисунок 6-5 показана ежегодная установленная мощность с разбивкой по типам ресурсов для сценария 1 (углесжигающие установки мощностью 350 МВт). Как видно гидроэнергетический компонент является самым большим из всех ресурсов, и на конец периода исследования на него будет приходиться 49% общей чистой генерирующей мощности, за ним следует Рогун, на долю которого приходится 31%, и выработка электроэнергии с использованием угля, на которую приходится 16% общей чистой мощности. На этом рисунке также показано, что изначально на гидроэнергетический компонент приходилось 95% чистой мощности, которая за период исследования увеличилась на 483 МВт в результате реабилитационных работ на существующих установках. Следует отметить, что в рамках исследований Варианта 2 общая чистая (полезная) мощность к концу периода исследования составит на 1600 МВт больше, чем при Варианте 1, это связано с тем фактом, что генерирующая способность Рогунской ГЭС, при коэффициенте использования установленной мощности на уровне 51%, будет ниже чем у углесжигающих установок, коэффициент использования установленной мощности которых может достигать 80% и больше, таким образом планы по расширению выработки с учётом строительства Рогунской ГЭС потребуют больше общей чистой установленной мощности чем при сценариях без Рогуна.

На Рисунок 6-6 показано ежегодное производство электроэнергии с разбивкой по типам ресурсов для сценария 1. На этом рисунке видно, что к концу периода исследования гидроэлектростанции будут вырабатывать около 51% общей электроэнергии, необходимой для системы и гарантированного экспорта, Рогун вырабатывает около 32%, тогда как углесжигающие установки будут вырабатывать 12% от общих объёмов энергии, а оставшаяся часть электроэнергии будет вырабатываться ТЭЦами и установками, использующими возобновляемые источники энергии (мини ГЭС, ветровые и солнечные установки). Что касается сценариев по Варианту 1, то на Рисунок 6-6 представлен тот же разрыв между общими объёмами производства электроэнергии и спросом в первые годы исследования, но этот разрыв сокращается по мере ввода в эксплуатацию новых вырабатывающих установок ещё до того как Рогунская ГЭС будет введена в эксплуатацию. Когда Рогунская ГЭС начнёт работать (поэтапно), производство электроэнергии, вырабатываемой углесжигающими установками, которые были введены в строй до ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС, будет играть менее значимую роль в вопросе удовлетворения спроса системы, и эту электроэнергию можно будет реализовывать в качестве негарантированного экспорта. На Рисунок 6-6 показан этот негарантированный экспорт электроэнергии, производимой ГЭС и тепловыми станциями, при этом негарантированный экспорт за счёт использования гидроэнергетических ресурсов преобладает в период с июня по сентябрь, тогда как в другие месяцы преобладает экспорт электроэнергии, вырабатываемой углесжигающими установками мощностью 350 МВт. В этом случае к концу периода исследования реализация негарантированного экспорта составит на 1 900 ГВтч больше чем при Варианте 1. Затраты и соответствующие доходы от реализации на экспорт негарантированных объёмов электроэнергии были рассчитаны и представлены в Таблица 6-13.



На Рисунок 6-7 показана ежегодная установленная мощность с разбивкой по типам ресурсов для сценария 7 (2 ГЭС и углесжигающие установки мощностью 350 МВт). Как видно гидроэнергетический компонент является самым большим из всех ресурсов, и на конец периода исследования на него будет приходиться 51% общей чистой генерирующей мощности, на долю Рогуна - 31% и на выработку электроэнергии с использованием угля - 14%. На этом рисунке также показано, что изначально на гидроэнергетический компонент приходилось 95% чистой мощности, которая за период исследования увеличилась на 708 МВт в результате реабилитационных работ на существующих ГЭС и введения в эксплуатацию ГЭС Нурек - 2 и Санобад.

На Рисунок 6-8 показано ежегодное производство электроэнергии с разбивкой по типам ресурсов для сценария 7. На этом рисунке видно, что к концу периода исследования гидроэлектростанции будут вырабатывать около 55% общей электроэнергии, необходимой для системы и гарантированного экспорта, Рогун вырабатывает около 31%, тогда как углесжигающие установки будут вырабатывать 9% от общих объёмов энергии, а оставшаяся часть электроэнергии будет вырабатываться ТЭЦами и установками, использующими возобновляемые источники энергии (мини ГЭС, ветровые и солнечные установки). В первые годы объёмы недоотпущенной электроэнергии будут такими же как и в сценарии 1. Объёмы негарантированного экспорта электроэнергии, произведённой ГЭС и тепловыми станциями, на 180 ГВтч превышают аналогичные показатели по сценарию 1.

6.6 АНАЛИЗ ВАРИАНТА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ 3 - ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ С УЧЁТОМ РАННЕГО ВВОДА РОГУНСКОЙ ГЭС

6.6.1 Обзор результатов исследования

На основе обсуждений, представленных в Разделе 5.2.1 и Разделе 5.2.1.1, были разработаны планы расширения генерации с ранней выработкой Рогунской ГЭС. В данном случае, предполагается, что первые два агрегата Рогунской ГЭС могут быть сданы в эксплуатацию в июле 2019 года, следующие два агрегата - с 1 января 2023 года и последние два агрегата - с 1 июля 2023 года. В таблицах расширения генерации, эти добавления определены как «Рогунская ГЭС либо с 2х400 МВт, либо с 2х600 МВт».

Два сценария расширения генерации были разработаны в рамках Варианта 3 - С ранней выработкой Рогунской ГЭС, один с использованием углесжигающих установок 350 МВт, а другой с использованием углесжигающих установок 350 МВт и двух ГЭС, Нурек-2 и Санобад. Последовательность добавления/выбытия блоков в генерацию для этих двух сценариев представлены в Таблица 6-21 и их затраты суммированы в Таблица 6-22. Подробные дополнения блоков и стоимость этих двух сценариев представлены в Таблице D-37 и Таблице D-40 Приложения D (каждый сценарий имеет две таблицы).

На этой таблице можно видеть следующее:

- В дополнение к Рогунской ГЭС, мини ГЭС, проектам ветровой и солнечной энергии, последовательность расширения по Сценарию 1 включает 2 агрегата ТЭЦ по 150 МВт, 2 углесжигающие установки 150 МВт и 5 углесжигающих установок 350 МВт (включает в себя частичные установки в 2039 году). Это похоже на требования сценария Варианта 2, но с разными сроками добавления
- Разница между Сценариями 1 и 7 заключается в том, что Сценарий 7 включает мощность выработки с использованием угля меньше на 200 МВт, но на 225 МВт большую мощность выработки с использованием водных ресурсов. Что касается сценариев Варианта 2, то частичные углесжигающие установки мощностью 350 МВт потребуются ближе к концу периода, с тем чтобы сохранить заданные уровни надежности.
- Себестоимость Сценария 7 составляет около 6 256 млн. дол. США, которая включает в себя 5 351 млн. дол. США в течение периода планирования и 905 дол. США на протяжении периода конечного эффекта.
- Себестоимость Сценария 1 составляет около 6 322 млн. дол. США, включающая в себя 5 388 млн. дол. США в течение периода планирования и 934 млн. дол. США на протяжении периода конечного эффекта.
- Стоимость Сценария 7 примерно на 66 млн. дол. США меньше чем Сценария 1



- При Сценарии 1 на топливо тратится примерно на 53 млн. дол. США больше, на эксплуатацию и техническое обслуживание на 22 млн. дол. США и на дополнительную генерацию для негарантированного экспорта на 45 млн. дол. США больше.
- Для Сценария 7 необходимо примерно на 45 млн. дол. США больше на капитальные вложения, чем для Сценария 1.

6.6.2 *Выгоды/Затраты раннего ввода Рогунской ГЭС*

В Таблица 6-23 представлены возможные преимущества/затраты при ранней выработке Рогунской ГЭС, которые рассчитаны на основе затрат генерации, представленных в Таблица 6-21 и Таблица 6-22. Преимущества/затраты определены в сравнении с сценариями в рамках Варианта 1. Это можно наблюдать из Таблица 6-23 :

- Без Рогунской ГЭС, общая стоимость генерации по Сценарию 1 составляет примерно 6 811 млн. дол. США. Данная стоимость уменьшится примерно до 6 322 млн. дол. США, если включить раннюю выработку Рогунской ГЭС в последовательность расширения. Чистая выгода ранней выработки Рогунской ГЭС составляет примерно 489 млн. дол. США.
- Общая стоимость генерации при Сценарии 7 составляет около 6 639 млн. дол. США, если Рогунская ГЭС не включена в последовательность расширения. Стоимость уменьшится до 6 256 млн. дол. США, если включить раннюю выработку Рогунской ГЭС. Это означает что чистая выгода от ранней выработки Рогунской ГЭС составляет около 383 млн. дол. США.
- Несмотря на то, что планы расширения Сценария 1 обеспечивают больше преимуществ для Варианта ранней выработки Рогунской ГЭС (по сравнению с соответствующими сценариями Варианта 1), общая стоимость Сценария 7 ниже Сценария 1.

Из приведенных выше сравнений ясно, что сценарии расширения, которые предусматривают раннюю выработку Рогунской ГЭС, представляют преимущества при сравнении со сценариями без Рогунской ГЭС, при базовой учётной ставке на уровне 10%. Эти преимущества составляют порядка от 6 до 7% от общей стоимости сценария. Эти преимущества превышают выгоды Рогунской ГЭС, и это зависит от нескольких факторов. В случаях ранней выработки Рогунской ГЭС, наблюдается значительное снижение затрат на топливо (затраты на уголь, требуемый для выработки электроэнергии в отсутствие ГЭС), так как ГЭС будет сдана в эксплуатацию в гораздо более ранний срок, а также сократятся расходы на ЭИТО, так как уменьшится установка других типов электростанций и потребности в капитале (кроме Рогунской ГЭС) будут меньше, поскольку капиталовложения будут отложены на более поздние сроки. Еще одним фактором, говорящим в пользу ранней выработки Рогунской ГЭС, является увеличение стоимости и количества негарантированного экспорта, что связано с тем что ГЭС начинает генерировать электроэнергию в более ранние сроки.

Что касается расходов, текущая стоимость капитальных затрат и затрат на ЭИТО ГЭС составляет около 50% от общей стоимости и, соответственно, и с учётом всех различных факторов сценарии ранней выработки Рогунской ГЭС дают разумные преимущества по сравнению с соответствующими затратами сценариев, разработанных в рамках Варианта 1.

Довольно сложно провести перекрестное сравнение результатов Варианта 2 и Варианта 3, так как в денежных выплатах по Рогунской ГЭС в рамках двух вариантов существует разница, которая может исказить полученные результаты и повлиять на выбор. Выбранный метод денежных выплат по сценариям ранней выработки Рогунской ГЭС должен рассчитывать эти выплаты в той же степени точности, в какой эти выплаты рассчитаны в исследовании ТЭО, в целях исследований, проводимых по Рогунской ГЭС в рамках Варианта 2.

6.6.3 *Анализ чувствительности*

Анализ чувствительности, проведенный для двух сценариев в рамках Варианта расширения 3, схож с тем, что представлен для двух сценариев в рамках Варианта расширения 1 и Варианта расширения 2.

6.6.3.1 *Прогнозирование спроса*

График добавления генерации и графики списания для Сценариев 1 и 7 при низком и высоком прогнозе нагрузок аналогичны тем, которые описаны для чувствительности прогнозирования



спроса в рамках Варианта 2. В Таблица 6-24 представлены их расходы всей системы генерации. Детальный график дополнения блоков и годовые затраты по двум сценариям в рамках двух различных прогнозов нагрузки представлены с Таблицы D-41 по Таблицу D-48 Приложения D.

Из таблиц в Приложении D и Таблица 6-24 можно наблюдать или рассчитывать следующее:

- При условии прогнозирования низкого графика нагрузки, Сценарию 1, в дополнение к ранней выработке Рогунской ГЭС, мини ГЭС, ветровой и солнечной энергии, потребуются те же добавления блоков в соответствии со сценарием Варианта 2. Общая стоимость генерирующей системы для этого сценария составляет 5 396 млн. дол. США
- Для Сценария 7 при условии прогнозирования низкого графика нагрузки, добавления похожи на те из сценария Варианта 2 и их общая стоимость генерации составляет примерно 5 352 млн. дол. США.
- При условии прогнозирования низкой нагрузки, стоимость Сценария 7 примерно на 44 млн. дол. США меньше стоимости Сценария 1 в течение горизонта планирования и периода конечного эффекта.
- При условии прогнозирования высокой нагрузки, Сценарию 1, в дополнение к ранней выработке Рогунской ГЭС, мини ГЭС, ветровой и солнечной энергии, потребуются те же добавления блоков в соответствии с сценарием Варианта 2 с общей стоимостью системы примерно 7 783 млн. дол. США.
- Для Сценария 7 при условии прогнозирования высокой нагрузки, дополнения аналогичны с теми из сценария Варианта 2 и их общая стоимость составляет примерно 7 629 млн. дол. США.
- При условии прогнозирования высокой нагрузки, стоимость Сценария 1 примерно на 154 млн. дол. США больше стоимости Сценария 7 в течение горизонта планирования и периода конечного эффекта.
- Независимо от того, каким является прогноз нагрузки, последовательность расширения генерации с двумя ГЭС и углесжигающими установками 350 МВт (Сценарий 7) имеет наименьшую общую стоимость генерации.

6.6.3.2 Капитальная стоимость новых проектов электростанций

Результаты исследования чувствительности варьирующейся капитальной стоимости новых проектов генерации представлены в Таблица 6-25. На этой таблице можно видеть или рассчитать следующее:

- С уменьшением капитальной стоимости новых проектов генерации на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет сокращена примерно до 5 066 млн. дол. США с 6 322 млн. дол. США, чистое сокращение составит 1 256 млн. дол. США
- С увеличением капитальной стоимости новых проектов генерации на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет увеличена примерно до 7 578 млн. дол. США с 6 322 млн. дол. США, чистое увеличение составит 1 256 млн. дол. США
- Таким образом, можно рассчитать, что изменение в 1% в капитальной стоимости Сценария 1 приведет к изменению примерно в 50,2 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- Также можно рассчитать, что для Сценария 7, изменение в 25% в капитальной стоимости новых проектов генерации приведет к изменению порядка 1 261 млн. дол. США в общей стоимости генерации, что означает, что изменение капитальной стоимости в 1% будет иметь изменение порядка 50,5 млн. дол. США в общей стоимости генерации
- В исследованном диапазоне изменений капитальной стоимости новых проектов генерации, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.6.3.3 Цена на топливо для проектов тепловой генерации энергии

Результаты исследования чувствительности варьирующейся цены на топливо для проектов генерации тепловой энергии представлены в Таблица 6-26. Из значений, представленных в данной таблице, можно прийти к следующим выводам:



- С уменьшением цены на топливо для тепловых электростанций на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет сокращена примерно до 5 852 млн. дол. США с 6 322 млн. дол. США, чистое сокращение составит 470 млн. дол. США
- С увеличением цены на топливо для тепловых электростанций на 25%, общая стоимость генерации Сценария 1 будет увеличена примерно до 6 792 млн. дол. США с 6 322 млн. дол. США, чистое увеличение составит 470 млн. дол. США
- Таким образом, можно рассчитать, что изменение в 1% в капитальной стоимости Сценария 1 приведет к изменению примерно в 18,8 млн. дол. США в общей стоимости генерации
- Также можно рассчитать, что для Сценария 7, изменение в 25% в цене на топливо приведет к изменению порядка 449 млн. дол. США в общей стоимости генерации, что означает, что изменение цены на топливо на 1% будет иметь изменение порядка 18,0 млн. дол. США в общей стоимости генерации.
- В исследованном диапазоне изменений цены на топливо новых проектов тепловой генерации энергии, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.6.3.4 Учётная ставка

Результаты исследования чувствительности к учетной ставке представлены в Таблица 6-27. Из значений, представленных в данной таблице, можно прийти к следующим выводам:

- При учетной ставке 8%, общая стоимость генерации Сценария 1 составляет примерно 7 015 млн. дол. США, увеличившись почти на 693 млн. дол. США от общей стоимости 6 322 млн. дол. США, рассчитанной по учетной ставке 10%
- Когда учетная ставка снижается до 8% с 10%, общая стоимость генерации Сценария 7 будет увеличена примерно до 76 893 млн. дол. США с примерно 6 256 млн. дол. США, т.е. чистое увеличение составит 637 млн. дол. США
- Сценарий 1 имеет общую стоимость генерации около 5 769 млн. дол. США, когда применяется учетная ставка в 12%, которая на 553 млн. дол. США меньше, чем стоимость 6 322 млн. дол. США, рассчитанная при учетной ставке в 10%
- Сценарий 7 имеет общую стоимость генерации примерно в 5 733 млн. дол. США, когда применяется учетная ставка в 12%, которая на 523 млн. дол. США меньше, чем стоимость 6 256 млн. дол. США, рассчитанная при учетной ставке в 10%
- В исследованном диапазоне изменений учетной ставки, Сценарий 7 имеет наименьшую стоимость.

6.6.3.5 Шурабская ГЭС

Исследование чувствительности проводилось с учетом добавления Шурабской ГЭС к сценариям расширения генерации. Более подробные графики добавления блоков и ежегодные затраты по двум сценариям представлены с Таблицы D-49 до Таблицы D-52 Приложения D. Шурабская ГЭС добавляется после сдачи в эксплуатацию Фазы 1 Рогунской ГЭС.

В Таблица 6-28 представлены результаты исследования с учетом добавления Шурабской ГЭС. Согласно Сценарию 1, общая стоимость составляет 6 633 млн. дол. США или примерно на 312 млн. дол. США больше, чем при сценарии без Шурабской ГЭС. Согласно Сценарию 7, общая стоимость составляет 6 584 млн. дол. США или примерно на 328 млн. дол. США больше, чем по сценарию без Шурабской ГЭС.

Вышеуказанные результаты не удивительны, так как Шурабская ГЭС имеет коэффициент мощности на 42,5% и имеет стоимость единицы энергии около 99 дол. США/МВтч (с учетом 10% ставки дисконтирования и срока службы в 50 лет), тогда как стоимость единицы энергии для сценарии без Шурабской ГЭС составляет порядка 33 дол. США/МВтч.

6.6.4 Графические результаты сценария с ранним вводом Рогунской ГЭС

На Рисунок 6-9 показана ежегодная установленная мощность с разбивкой по типам ресурсов для сценария 1 (углесжигающие установки мощностью 350 МВт). Как видно гидроэнергетический компонент является самым большим из всех ресурсов, и на конец периода исследования на него



будет приходиться 49% общей чистой генерирующей мощности, за ним следует Рогун, на долю которого приходится 31%, и выработка электроэнергии с использованием угля, на которую приходится 16% общей чистой мощности. На этом рисунке также показано, что изначально на гидроэнергетический компонент приходилось 95% чистой мощности, которая за период исследования увеличилась на 483 МВт в результате реабилитационных работ на существующих установках. Следует отметить, что в рамках исследований Варианта 3 общая чистая (полезная) мощность к концу периода исследования составит на 1 600 МВт больше, чем при Варианте 1, это связано с тем фактом, что генерирующая способность Рогунской ГЭС, при коэффициенте использования установленной мощности на уровне 51%, будет ниже чем у углесжигающих установок, коэффициент использования установленной мощности которых может достигать 80% и больше, таким образом планы по расширению выработки с учётом строительства Рогунской ГЭС потребуют больше общей чистой установленной мощности чем при сценариях без Рогуна.

На Рисунок 6-10 показано ежегодное производство электроэнергии с разбивкой по типам ресурсов для сценария 1. На этом рисунке видно, что к концу периода исследования гидроэлектростанции будут вырабатывать около 51% общей электроэнергии, необходимой для системы и гарантированного экспорта, Рогун вырабатывает около 32%, тогда как углесжигающие установки будут вырабатывать 12% от общих объёмов энергии, а оставшаяся часть электроэнергии будет вырабатываться ТЭЦами и установками, использующими возобновляемые источники энергии (мини ГЭС, ветровые и солнечные установки). Что касается сценариев по Варианту 1, то на Рисунок 6-6 представлен тот же разрыв между общими объёмами производства электроэнергии и спросом в первые годы исследования, но этот разрыв сокращается по мере ввода в эксплуатацию новых вырабатывающих установок ещё до того как Рогунская ГЭС будет введена в эксплуатацию. Когда Рогунская ГЭС начнёт работать (позапно), производство электроэнергии, вырабатываемой углесжигающими установками, которые были введены в строй до ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС, будет играть менее значимую роль в вопросе удовлетворения спроса системы, и эту электроэнергию можно будет реализовывать в качестве негарантированного экспорта. На Рисунок 6-10 показан этот негарантированный экспорт электроэнергии, производимой ГЭС и тепловыми станциями, при этом негарантированный экспорт за счёт использования гидроэнергетических ресурсов преобладает в период с июня по сентябрь, тогда как в другие месяцы преобладает экспорт электроэнергии, вырабатываемой углесжигающими установками мощностью 350 МВт. В этом случае к концу периода исследования реализация негарантированного экспорта составит на 1 900 ГВтч больше чем при Варианте 1. Затраты и соответствующие доходы от реализации на экспорт негарантированных объёмов электроэнергии были рассчитаны и представлены в Таблица 6-22.

На Рисунок 6-11 показана ежегодная установленная мощность с разбивкой по типам ресурсов для сценария 7 (2 ГЭС и углесжигающие установки мощностью 350 МВт). Как видно гидроэнергетический компонент является самым большим из всех ресурсов, и на конец периода исследования на него будет приходиться 51% общей чистой генерирующей мощности, на долю Рогуна - 31% и на выработку электроэнергии с использованием угля - 14%. На этом рисунке также показано, что изначально на гидроэнергетический компонент приходилось 95% чистой мощности, которая за период исследования увеличилась на 708 МВт в результате реабилитационных работ на существующих ГЭС и введения в эксплуатацию ГЭС Санобад и других ГЭС.

На Рисунок 6-12 показано ежегодное производство электроэнергии с разбивкой по типам ресурсов для сценария 7. На этом рисунке видно, что к концу периода исследования гидроэлектростанции будут вырабатывать около 55% общей электроэнергии, необходимой для системы и гарантированного экспорта, Рогун вырабатывает около 31%, тогда как углесжигающие установки будут вырабатывать 9% от общих объёмов энергии, а оставшаяся часть электроэнергии будет вырабатываться ТЭЦами и установками, использующими возобновляемые источники энергии (мини ГЭС, ветровые и солнечные установки). В первые годы объёмы недоотпущенной электроэнергии будут такими же как и в сценарии 1. Объёмы негарантированного экспорта электроэнергии, произведённой ГЭС и тепловыми станциями, на 180 ГВтч превышают аналогичные показатели по сценарию 1.

Следует отметить, что к концу периода исследования результаты Варианта 3 будут такими же как при Варианте 2.



6.7 ВЫБОР ПЛАНОВ С НАИМЕНЬШИМИ ИЗДЕРЖКАМИ

Выгоды и затраты Рогунской ГЭС были проанализированы в Разделе 6.5.2 и в Разделе 6.6.2. Общие затраты генерации сценариев, разработанных в рамках Вариантов 2 и 3, были представлены в Таблица 6-14 и Таблица 6-23. В этих таблицах видно, что затраты представлены по каждому из планов расширения.

Вариант	СТВ (млн. дол. США)	
	Сценарий 1	Сценарий 7
1 - Без Рогунской ГЭС	6 811	6 639
2 - С Рогунской ГЭС	6 505	6 303
3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	6 322	6 256

Поэтому, из вышеуказанных значений можно сделать вывод, что вне зависимости от варианта генерации, т.е. без Рогунской ГЭС, с Рогунской ГЭС или с ранним вводом Рогунской ГЭС, планы расширения, подготовленные по Сценарию 7, имеют более низкую стоимость, чем планы расширения, подготовленные по Сценарию 1.

Для данного исследования были выбраны два плана с наименьшими издержками, один - с Рогунской ГЭС, а второй - с ранним вводом Рогунской ГЭС. Годовые графики добавления и списания энергоблоков в рамках этих двух планов представлены в Таблица 6-12 и Таблица 6-21, а более детальная информация об этом представлена в Приложении D в таблицах D-27 и D-39.

6.8 АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ВЫБРАННЫХ ПЛАНОВ С НАИМЕНЬШИМИ ИЗДЕРЖКАМИ

Результаты анализа чувствительности по этим двум сценариям в рамках вариантов расширения 1, 2 и 3 представлены в разделах 6.4.5, 6.5.4 и 6.6.3 соответственно. В данном разделе представлены результаты исследования чувствительности для 2-х выбранных планов с наименьшими издержками, а также результаты соответствующего плана Без Рогунской ГЭС.

6.8.1 Прогнозирование спроса

Результаты исследования чувствительности двух планов с наименьшими издержками к колебаниям нагрузки приведены в Таблица 6-29. На этой таблице можно видеть следующее:

- При прогнозе с низкой нагрузкой наименьшие общие затраты генерации наблюдаются у плана генерации с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС, общие затраты по которому составляют 5 352 млн. дол. США, что на 275 млн. дол. США меньше чем у плана Без Рогунской ГЭС. Стоимость плана с Рогунской ГЭС на 10 млн. дол. США больше чем стоимость плана с ранним вводом Рогунской ГЭС.
- При прогнозе наиболее вероятной нагрузки, общая стоимость генерации плана с ранним вводом Рогунской ГЭС примерно на 383 млн. дол. США меньше, чем плана Без Рогунской ГЭС. Стоимость плана с Рогунской ГЭС на 47 млн. дол. США больше чем стоимость плана с ранним вводом Рогунской ГЭС.
- При прогнозе с высокой нагрузкой стоимость плана с ранним вводом Рогунской ГЭС составит 7 629 млн. дол. США, что на 524 млн. дол. США меньше чем стоимость плана Без Рогунской ГЭС. Стоимость плана с Рогунской ГЭС на 166 млн. дол. США больше чем стоимость плана с ранним вводом Рогунской ГЭС.
- При прогнозах с тремя разными уровнями нагрузки план с ранним вводом Рогунской ГЭС имеет наиболее низкую стоимость. Тем не менее, план С Рогунской ГЭС имеет сопоставимые затраты по прогнозам низкой и наиболее вероятной нагрузки, если разница при прогнозе с низкой нагрузкой будет минимальной.



6.8.2 Капитальная стоимость электростанций

В Таблица 6-30 обобщены результаты исследования чувствительности двух планов с наименьшими издержками к изменению капитальных затрат. Из данной таблицы можно сделать следующие выводы:

- При допущениях базового варианта разница в общих затратах генерации между планом с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС и планом с Рогунской ГЭС составляет только 47 млн. дол. США.
- Если капитальная стоимость новых проектов генерации сократится на 25%, то стоимость плана с ранним вводом Рогунской ГЭС будет примерно на 217 млн. дол. США меньше стоимости плана с Рогунской ГЭС.
- Если капитальная стоимость новых проектов генерации увеличится на 25%, то стоимость плана без Рогунской ГЭС станет наименее дорогим планом, а план с Рогунской ГЭС станет более привлекательным нежели план с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС на 123 млн. дол. США. Данное изменение соответствующих позиций связано с тем фактом, что Рогунская ГЭС является капиталоемким проектом, и в случае раннего ввода Рогунской ГЭС инвестиции необходимо будет вносить на раннем этапе.

Результаты этого анализа чувствительности графически представлены на Рисунок 6-13. Они указывают на то, что увеличение капитала примерно на 20% опустит СТВ сценария увеличения выработки без Рогунской ГЭС ниже СТВ двух других планов, в рамках которых предусматривается строительство Рогунской ГЭС. Эта цифра также указывает на то, что увеличение капитала на 10% сделает план с Рогунской ГЭС менее дорогим по сравнению с планом с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС, что связано с тем фактом, что план с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС потребует понести капитальные расходы на более раннем этапе, чем согласно другим планам.

6.8.3 Цена на топливо

Результаты исследования чувствительности двух планов с наименьшими издержками к колебаниям цены на топливо приведены в Таблица 6-31. Исходя из таблицы можно сделать следующие выводы:

- При прогнозе базового сценария, общая стоимость генерации плана с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС примерно на 47 млн. дол. США меньше стоимости плана с Рогунской ГЭС.
- При снижении цены на топливо на 25%, разница в стоимости между двумя планами, предусматривающими строительство Рогунской ГЭС, составит 35 млн. дол. США в пользу плана без Рогунской ГЭС. Такое полное изменение позиций между планами связано с тем, что план с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС требует меньше топлива чем другой план, и в результате этого снижение цены на топливо меньше отразится на стоимости данного плана, нежели на стоимости другого плана.
- При увеличении цены на топливо на 25%, разница в стоимости между двумя планами, предусматривающими строительство Рогунской ГЭС, увеличится до 129 млн. дол. США в пользу плана с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС.

Результаты этого анализа чувствительности графически представлены на Рисунок 6-14. Они указывают на то, что снижение цен на топливо примерно на 35% опустит СТВ сценария увеличения выработки без Рогунской ГЭС ниже СТВ планов расширения с Рогунской ГЭС.

6.8.4 Учётная ставка

В Таблица 6-32 обобщены результаты исследования чувствительности двух планов с наименьшими издержками к изменению учетной ставки. Из данной таблицы можно сделать следующие выводы:

- При прогнозе базового сценария, общая стоимость генерации плана с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС примерно на 47 млн. дол. США меньше стоимости плана с Рогунской ГЭС.



- При использовании учетной ставки в 12% стоимость плана без Рогунской ГЭС будет на 43 млн. дол. США меньше стоимости плана с Рогунской ГЭС.
- При использовании учетной ставки в 8% стоимость планов с Рогунской ГЭС будет ниже стоимости плана без Рогунской ГЭС. Это понятно, так как низкая учетная способствует капиталоемким проектам.

Результаты этого анализа чувствительности графически представлены на Рисунок 6-15. Они указывают на то, что при ставках дисконтирования на уровне примерно 11,5% СТВ сценария увеличения выработки без Рогунской ГЭС будет ниже СТВ планов с Рогунской ГЭС.

6.8.5 Тариф на экспортируемую электроэнергию

Тариф на экспорт э/энергии является еще одним параметром импорта в общую стоимость системы генерации. В предположениях базового варианта, для негарантированного экспорта используется тариф 68,2 дол. США/МВтч. Результаты исследования чувствительности к изменению уровня тарифов на экспорт представлены в Таблица 6-33. На этой таблице можно видеть следующее:

- Для плана с наименьшими издержками без Рогунской ГЭС, каждое увеличение на 10 дол. США/ МВтч в тарифе экспортируемой э/энергии снижает общую стоимость системы генерации примерно на 333 млн. дол. США, т.е. увеличение в размере 1 дол. США/МВтч экспортного тарифа позволит сократить стоимость системы на 33,3 млн. дол. США
- Для плана с наименьшими издержками с Рогунской ГЭС, каждое увеличение на 10 дол. США/ МВтч в тарифе экспортируемой э/энергии снижает общую стоимость системы генерации примерно на 399 млн. дол. США
- Для плана с наименьшими издержками с ранним вводом Рогунской ГЭС, каждое увеличение на 10 дол. США/МВтч в тарифе экспортируемой э/энергии снижает общую стоимость системы генерации примерно на 452 млн. дол. США. Величина негарантированного экспорта больше для плана ранней выработки Рогунской ГЭС, чем для плана с Рогунской ГЭС, следовательно, когда экспортные цены увеличиваются, общая стоимость снижается еще больше для ранней выработки Рогунской ГЭС, чем для другого плана.

Результаты этого анализа чувствительности графически представлены на Рисунок 6-16. Они указывают на то, что при цене на негарантированный экспорт примерно в 60 дол. США/МВтч электроэнергии, планы увеличения выработки с Рогунской ГЭС будут иметь такую же стоимость. Этот показатель также указывает на то, что цена на негарантированную электроэнергию должна будет значительно сократиться, прежде чем план Без Рогунской ГЭС станет более эффективным по стоимости чем планы с Рогунской ГЭС.

6.9 РЕЗЮМЕ

В предыдущих разделах было приведено описание анализа, проводимого с целью подготовить серии планов расширения генерации, которые смогут удовлетворять спрос на электроэнергию в Таджикистане с определенной степенью надежности и при минимальных затратах. Это довольно сложный процесс, в котором анализируются различные комбинации ресурсов с различными датами ввода в эксплуатацию, используя набор параметров и критериев, которые являются общими для всех сценариев.

Полученные результаты зависят от многих переменных, включая спрос системы, критерии надежности, топливо, капитальные затраты и расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, уровень и цены экспорта и ставки дисконтирования. Если какая-либо из этих переменных изменится, то, возможно, другая комбинация ресурсов и их соответствующие сроки ввода в эксплуатацию могут выдать более высокую или более низкую общую стоимость в зависимости от того, какая переменная изменилась и на сколько изменилась.

Для того чтобы добиться поставок электроэнергии при наименьших затратах было разработано множество сценариев расширения выработки, и были проанализированы следующие три основных варианта:

- Вариант 1 – рассматривает спрос системы без учёта Рогунской ГЭС



- Вариант 2 – рассматривает спрос системы с учётом Рогунской ГЭС
- Вариант 3 – рассматривает спрос системы с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

В рамках варианта 1 было разработано восемь сценариев расширения генерации с учетом имеющихся ресурсов, куда входят работающие на угле станции мощностью 150 МВт и 350 МВт, установки комбинированного цикла мощностью 300 МВт и несколько гидроэлектростанций. Результаты этих планов по расширению выработки указывают на то, что в случае добавления только тепловых агрегатов, сценарии расширения с использованием угольных установок мощностью 350 МВт дают более низкие затраты по сравнению с теми, при которых используются угольные установки мощностью 150 МВт или установки комбинированного цикла мощностью 300 МВт. Сценарий увеличения выработки с наименьшими затратами в рамках Варианта 1 включает в себя агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт и две гидроэлектростанции. С учетом результатов для сценариев по увеличению выработки Варианта 1 было решено проанализировать только два сценария по увеличению выработки в рамках Варианта 2 и Варианта 3 и это были сценарии с дополнением только агрегатов на угле мощностью 350 МВт (Сценарий 1) и другой с добавлением агрегатов на угле мощностью 350 МВт и два ГЭС (Сценарий 7). При процентной скидке в 10% разница в цене между сценарием 7 и сценарием 1 в сумме составляет 172 млн. долларов США, что связано с тем, что у сценария 1 затраты на топливо и ЭИТО выше, тогда как у сценария 7 выше стоимость капитальных инвестиций (113 млн. долларов США).

Следует отметить, что, хотя сценарий с тремя ГЭС имеет вторую самую низкую СТВ, он не был выбран для дальнейшего исследования, так как выбранные сценарии обеспечивают более широкий потенциал для затрат, которые будут изменены при анализе чувствительности, а выбранные сценарии предоставляют больше возможностей для использования имеющихся ресурсов.

Для определения экономической эффективности программы ЭЭ, сценарии расширения генерации были разработаны без изменений спроса, вызванного вследствие реализации программ ЭЭ. Общие добавления генерации к концу периода исследования были такие же как и для сценариев с ЭЭ, так как действие программ ЭЭ завершается до окончания периода исследования. Однако, следует отметить, что дополнения блоков наиболее перспективны со сценариями без ЭЭ по сравнению со сценариями с ЭЭ. Сравнение результатов показало, что по сценарию 1 программы ЭЭ может обеспечить преимущество в размере 217 млн. дол. США, в то время как по сценарию 7 выгода составит 192 млн. дол. США. СТВ сэкономленной энергии в рамках программ энергоэффективности составляет около 5 110 ГВтч, что подразумевает, что при сценарии 1 чистая экономия составит 4,25 центов/кВтч и при сценарии 7 - 3,76 центов/кВтч.

В Таблица 6-34 представлена рассматриваемая последовательность увеличения выработки по Вариантам 2 и 3, что позволяет проводить прямое сравнение между вариантами и сценариями.

Сценарии расширения выработки по Варианту 3 чем-то похожи на сценарии в рамках Варианта 2, за исключением сроков ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС, других ГЭС и электростанций, работающих на угле. Общее количество установок по каждому сценарию в каждом варианте к концу периода исследования получается одним и тем же.

На основе оставшихся сценариев увеличения выработки (1 и 7) Варианта 1, последовательность увеличения выработки была разработана в рамках Варианта 2 при условии, что первые два агрегата Рогунской ГЭС будут введены в эксплуатацию в 2025 году, следующие два - в 2028 году, а последние два - в 2029 году, при этом мощность первых двух агрегатов составит 400 МВт каждый, а мощность других четырех - 600 МВт каждый. Водоохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено к концу 2036 года. Дополнительная информация о сроках этих дополнений приведена в Приложении С. Следует отметить, что в рамках Варианта 2 общая чистая (полезная) мощность к концу периода исследования при проанализированных сценариях увеличения выработки составит на 1 600 МВт больше, чем при Варианте 1, это связано с тем фактом, что генерирующая способность Рогунской ГЭС, при коэффициенте использования установленной мощности на уровне 51%, будет ниже чем у углесжигающих установок, коэффициент использования установленной мощности которых может достигать 80% и больше, таким образом планы по расширению выработки с учётом строительства Рогунской ГЭС потребуют больше общей чистой установленной мощности чем при сценариях без Рогуна. Годовая установленная мощность и годовое производство энергии по каждому из оставшихся сценариев в рамках Варианта 2 представлены на Рисунок 6-5 - Рисунок 6-8.



Сценарии увеличения выработки в рамках Варианта 3 учитывают, что первые два агрегата Рогунской ГЭС начнут свою работу с июля 2019 года, следующие два агрегата - с 1 января 2023 года и последние два агрегата - с 1 июля 2023 года. К концу периода исследования все дополнения к генерации в рамках Варианта 3 были такими же, как и в рамках Варианта 2, за исключением их соответствующих сроков ввода в эксплуатацию, поскольку введение в эксплуатацию некоторых дополнительных агрегатов было отложено в связи с тем, что сроки введения Рогунской ГЭС в эксплуатацию были передвинуты вперёд. Годовая установленная мощность и годовое производство энергии по каждому сценарию в рамках Варианта 3 представлены на Рисунки 6-9 - Рисунки 6-12.

Сравнивая СТВ сценариев по увеличению выработки в рамках Варианта 2 и Варианта 3 можно определить выгоды и затраты связанные с Рогунской ГЭС. При последовательности увеличения выработки с учётом Рогунской ГЭС будет наблюдаться уменьшение расходов на топливо и расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также расходов на вывод из эксплуатации и расходов на защиту от наводнений, кроме того значительные выгоды появятся за счет увеличения доходов от негарантированного экспорта. Тем не менее, эти выгоды будут компенсированы капитальными и эксплуатационными затратами Рогунской ГЭС. Итоговые СТВ при базовой скидке (10%) для Вариантов 1, 2 и 3 приведены ниже.

Вариант	СТВ (млн. дол. США)	
	Сценарий 1	Сценарий 7
1 - Без Рогунской ГЭС	6 811	6 639
2 - С Рогунской ГЭС	6 505	6 303
3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	6 322	6 256

Из указанных выше данных явно следует, что сценарии увеличения выработки, которые предусматривают строительство Рогунской ГЭС, более экономные по сравнению с теми сценариями, которые не предусматривают строительство этой ГЭС, при базовой учётной ставке на уровне 10%.

Преимущества, связанные с каждым вариантом, были определены на основании результатов, полученных по сценариям Варианта 1 и представлены ниже.

Вариант	Выгоды [1] (млн. дол. США)	
	Сценарий 1	Сценарий 7
2 - С Рогунской ГЭС	306	336
3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	489	383

Примечание: [1] Относительно Варианта 1 - Без Рогунской ГЭС

Из значений, представленных в вышеприведенной таблице, можно заметить, что сценарии с учётом раннего ввода и выработки Рогунской ГЭС обеспечивают больше преимуществ, чем сценарии с учётом Рогунской ГЭС.

Преимущества сценариев с Рогунской ГЭС составляют порядка 4-5% от общих затрат по сценарию, в то время как преимущества сценариев с учётом ранней выработки Рогунской ГЭС составляют порядка 6-7% от общих затрат по сценарию. Оба эти преимущества могут оказаться относительно небольшими, и это может возникнуть за счет нескольких факторов, таких как используемая методология / подход, относительно высокая ставка дисконтирования (преимущества намного больше при ставке дисконтирования на уровне 8%), экономический срок службы станции и множество других факторов. Возможно, хотя маловероятно, что в исследование не были включены некоторые из выгод, связанных с Рогунской ГЭС, так как затраты на вывод из



эксплуатации и стоимость работ, необходимых для обеспечения защиты от вероятного максимума наводнения (ВМН), были учтены. В исследовании также учитывались экологические штрафы за выбросы CO₂ углесжигательными установками, но не были приняты во внимание результаты уменьшения генерирующей мощности Нурекской ГЭС из-за накопления седиментации, так как это произойдет уже после периода, рассматриваемого в данном исследовании. Тем не менее, вследствие того, что вероятно будет происходить уменьшение выработки в будущем до того, пока ее стоимость не будет снижена по базисной дисконтной ставке, и ее стоимость будет не очень большой.

Преимущества в рамках Варианта 3 больше, чем преимущества в рамках Варианта 2 в силу нескольких причин. В случаях ранней выработки Рогунской ГЭС наблюдается значительное снижение затрат на топливо (затрат на уголь, необходимый для выработки электроэнергии в отсутствие ГЭС), так как ГЭС будет введена в эксплуатацию в гораздо более ранние сроки, а также сократятся расходы на ЭИТО, так как снизится установка других типов электростанций, и потребности в капитале (для других станций) будут меньше, поскольку капиталовложения будут отложены. Еще одним фактором, говорящим в пользу ранней выработки Рогунской ГЭС, является увеличение стоимости и количества негарантированного экспорта, что связано с тем что ГЭС начинает генерировать электроэнергию в более ранние сроки.

Что касается расходов, текущая стоимость капитальных затрат и затрат на ЭИТО ГЭС составляет около 50% от общей стоимости и, соответственно, и с учётом всех различных факторов сценарии ранней выработки Рогунской ГЭС дают разумные преимущества по сравнению с соответствующими затратами сценариев, разработанных в рамках Варианта 1.

Довольно сложно провести перекрестное сравнение результатов Варианта 2 и Варианта 3, так как в денежных выплатах по Рогунской ГЭС в рамках двух вариантов существует разница, которая может исказить полученные результаты и повлиять на выбор. Выбранный метод денежных выплат по сценариям ранней выработки Рогунской ГЭС должен рассчитывать эти выплаты в той же степени точности, в какой эти выплаты рассчитаны в исследовании ТЭО, в целях исследований, проводимых по Рогунской ГЭС в рамках Варианта 2.

. По обоим вариантам - Варианту 2 и Варианту 3 - последовательность увеличения выработки, подготовленная в рамках Сценария 7, показала в целом самую низкую СТВ, и поэтому она была выбрана для определения требований передачи.

Исследование чувствительности было проведено для сценариев увеличения выработки 1 и 7 в рамках Вариантов 2 и 3, и результаты исследований представлены в соответствующих разделах. Исследования чувствительности были проведены для определения чувствительности последовательностей увеличения выработки к изменениям в экономических параметрах, используемых в анализе. Значимые изменения этих параметров были отобраны, чтобы продемонстрировать надежность результатов планирования в условиях, которые можно ожидать. Было проведено изучение чувствительности к изменениям в следующих параметрах:

- Прогнозирование спроса
- Капитальная стоимость электростанций
- Цена на топливо
- Учётные ставки
- Цена на экспортируемую электроэнергию

Результаты анализа чувствительности высокого и низкого коэффициента роста указывают, что сценарии увеличения выработки не являются чрезмерно чувствительными росту спроса с высоким ростом спроса, представляющего уменьшенную разницу в СТВ между вариантами без и с Рогунской ГЭС. Результаты других анализов чувствительности представлены на Рисунок 6-13 - Рисунок 6-16. Чтобы у плана по увеличению выработки с Рогунской ГЭС была такая же СТВ как и у плана без Рогунской ГЭС, необходимо внести следующие изменения в индивидуальные параметры.

Параметр	Основа	Изменение точки
----------	--------	-----------------



		рентабельности
Капитальные затраты (%)	0	+20
Затраты на топливо (%)	0	-40
Учётная ставка (%)	10	11,5
Цена на негарантированный экспорт (дол. США/МВтч)	68	<40



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

148

Таблица 6-1: Последовательность добавления генерации - Вариант Расширения 1

Год	Сценарий							
	1	2	3	4	5	6	7	8
2015								
2016	ТЭЦ 2x150 МВт							
2017								
2018								
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт							
2020	На угле 350 МВт							
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.							
2021	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 3x150 МВт	ТЭЦ -128 МВт и ПГТ 300 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт
2022	На угле 350 МВт		ПГТ 300 МВт	ГЭС 100 МВт	ГЭС 100 МВт	ГЭС 100 МВт	ГЭС 100 МВт	ГЭС 100 МВт
2023		На угле 150 МВт		ГЭС 125 МВт	ГЭС 125 МВт	ГЭС 125 МВт	ГЭС 125 МВт	На угле 350 МВт
2024								
2025		На угле 150 МВт		ГЭС 160 МВт и на угле 350 МВт	ГЭС 160 МВт и на угле 350 МВт	ГЭС 160 МВт и на угле 350 МВт	На угле 350 МВт	
2026								
2027	На угле 350 МВт	На угле 150 МВт	ПГТ 300 МВт					
2028								На угле 350 МВт
2029		На угле 150 МВт	ПГТ 300 МВт	ГЭС 182,5 МВт и на угле 350 МВт	ГЭС 182,5 МВт и на угле 350 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	
2030	На угле 350 МВт	На угле 150 МВт						На угле 350 МВт
2031		На угле 150 МВт				На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	
2032	На угле 350 МВт	На угле 150 МВт	ПГТ 300 МВт	ГЭС 126 МВт и на угле 350 МВт	На угле 350 МВт			
2033		На угле 150 МВт						На угле 350 МВт
2034		На угле 150 МВт	ПГТ 300 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	
2035	На угле 350 МВт	На угле 150 МВт						На угле 350 МВт
2036		На угле 150 МВт					На угле 350 МВт	
2037	На угле 350 МВт	На угле 150 МВт	ПГТ 300 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт		
2038		На угле 2x150 МВт	ПГТ 200 МВт		На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	На угле 250 МВт	На угле 350 МВт
2039	На угле 100 МВт	На угле 50 МВт		На угле 350 МВт				



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

149

Таблица 6-2: Общие затраты генерации - Вариант Расширения 1

Пункт	Сценарий							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Сводные данные по генерации								
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	274 710,0	274 710,0	274 710,0	274 710,0	274 710,0	274 710,0	274 710,0	274 710,0
Затраты на топливо (млн. дол. США)	2 529,7	2 583,8	3 800,4	2 283,4	2 297,5	2 320,8	2 359,7	2 468,7
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	3 530,6	3 540,8	3 387,3	3 459,5	3 460,0	3 459,9	3 461,2	3 504,4
Капитальные затраты (млн. дол. США)	2 437,6	2 402,8	2 183,4	2 836,9	2 780,3	2 687,8	2 551,0	2 470,0
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	974,5	885,6	293,2	876,6	890,4	892,5	898,7	931,6
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	29,6	29,4	31,6	32,5	31,4	31,7	32,0	33,9
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1
Затраты, итого (млн. дол. США)	9 863,8	9 804,2	10 057,6	9 850,6	9 821,2	9 754,3	9 664,2	9 770,3
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	755,1	755,1	755,1	755,1	755,1	755,1	755,1	755,1
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	2 298,1	2 153,7	1 191,7	2 367,4	2 365,2	2 328,4	2 270,4	2 268,8
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	6 810,7	6 895,4	8 110,8	6 728,2	6 701,0	6 670,8	6 638,7	6 746,4
Сводные данные по экспорту тепловой энергии								
Экспорт тепловой энергии (ГВтч)	23 202,9	21 086,4	6 980,6	20 872,1	21 199,5	21 249,1	21 396,7	22 181,0
Дополнительные затраты на экспорт (млн. дол. США)	974,5	885,6	293,2	876,6	890,4	892,5	898,7	931,6
Доход от экспорта (млн. дол. США)	1 582,4	1 438,1	476,1	1 423,5	1 445,8	1 449,2	1 459,3	1 512,7
Чистая выгода (млн. дол. США)	607,9	552,5	182,9	546,8	555,4	556,7	560,6	581,1



Таблица 6-3: Сравнение сценариев - Вариант Расширения 1

Пункт	Сценарий						Отличия		
	1			7			Сценария 7 от Сценария 1		
	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего
Сводные данные по генерации									
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	242 820,1	31 889,9	274 710,0	242 820,1	31 889,9	274 710,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на топливо (млн. дол. США)	2 079,7	450,0	2 529,7	1 942,3	417,4	2 359,7	-137,4	-32,6	-170,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	3 092,9	437,7	3 530,6	3 036,0	425,2	3 461,2	-56,9	-12,5	-69,4
Капитальные затраты (млн. дол. США)	1 984,5	453,1	2 437,6	2 074,6	476,3	2 551,0	90,2	23,2	113,4
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	780,8	193,7	974,5	710,1	188,5	898,7	-70,6	-5,2	-75,9
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	20,4	9,2	29,6	23,0	9,0	32,0	2,6	-0,2	2,3
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	131,0	0,0	131,0	131,0	0,0	131,0	0,0	0,0	0,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	189,7	0,0	189,7	189,7	0,0	189,7	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	41,1	0,0	41,1	41,1	0,0	41,1	0,0	0,0	0,0
Затраты, итог (млн. дол. США)	8 320,1	1 543,8	9 863,8	8 147,9	1 516,4	9 664,2	-172,2	-27,4	-199,6
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	683,7	71,4	755,1	683,7	71,4	755,1	0,0	0,0	0,0
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	1 975,3	322,8	2 298,1	1 947,7	322,7	2 270,4	-27,5	-0,1	-27,6
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	5 661,1	1 149,6	6 810,7	5 516,4	1 122,3	6 638,7	-144,7	-27,3	-172,0
Сводные данные по экспорту тепловой энергии									
Экспорт тепловой энергии (ГВтч)	18 590,2	4 612,8	23 202,9	16 908,2	4 488,5	21 396,7	-1 682,0	-124,3	-1 806,3
Дополнительные затраты на экспорт (млн. дол. США)	780,8	193,7	974,5	710,1	188,5	898,7	-70,6	-5,2	-75,9
Доход от экспорта (млн. дол. США)	1 267,8	314,6	1 582,4	1 153,1	306,1	1 459,3	-114,7	-8,5	-123,2
Чистая выгода (млн. дол. США)	487,1	120,9	607,9	443,0	117,6	560,6	-44,1	-3,3	-47,3



Таблица 6-4: Последовательность добавления генерации - Без программ энергоэффективности

	Сценарий	
	1	7
Год	Детальный план расширения системы генерации	
2015		
2016	ТЭЦ 2х150 МВт	
2017		
2018		
2019	На угле 2х150 МВт и на угле 350 МВт	
2020	На угле 350 МВт	
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой	
2021	ТЭЦ -128 МВт и на угле 2х350 МВт	ТЭЦ -128 МВт, на угле 350 МВт, ГЭС 100 МВт и ГЭС 125 МВт
2022		
2023		На угле 350 МВт
2024		
2025	На угле 350 МВт	
2026		
2027		
2028		На угле 350 МВт
2029	На угле 350 МВт	
2030		
2031		На угле 350 МВт
2032	На угле 350 МВт	
2033		На угле 350 МВт
2034	На угле 350 МВт	
2035		
2036		На угле 350 МВт
2037	На угле 350 МВт	
2038		На угле 250 МВт
2039	На угле 100 МВт	



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

152

Таблица 6-5: Сравнение сценариев - Без программ энергоэффективности

Пункт	Сценарий						Отличия		
	1			7			Сценария 7 от Сценария 1		
	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего
Сводные данные по генерации									
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	247 929,8	31 889,9	279 819,7	247 929,8	31 889,9	279 819,7	0,0	0,0	0,0
Затраты на топливо (млн. дол. США)	2 179,1	450,0	2 629,1	2 011,8	417,4	2 429,2	-167,3	-32,6	-199,9
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	3 144,5	437,7	3 582,1	3 077,6	425,2	3 502,7	-66,9	-12,5	-79,4
Капитальные затраты (млн. дол. США)	2 064,4	453,1	2 517,6	2 185,8	476,3	2 662,2	121,4	23,2	144,6
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	814,7	193,7	1 008,4	746,3	188,5	934,9	-68,3	-5,2	-73,6
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	20,1	9,2	29,3	20,2	9,0	29,2	0,2	-0,2	-0,1
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	131,0	0,0	131,0	131,0	0,0	131,0	0,0	0,0	0,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	189,7	0,0	189,7	189,7	0,0	189,7	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты, итого (млн. дол. США)	8 543,5	1 543,8	10 087,2	8 362,5	1 516,4	9 878,9	-181,0	-27,4	-208,4
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	683,7	71,4	755,1	683,7	71,4	755,1	0,0	0,0	0,0
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	1 981,3	322,8	2 304,2	1 970,3	322,7	2 293,0	-11,0	-0,1	-11,1
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	5 878,4	1 149,6	7 028,0	5 708,5	1 122,3	6 830,8	-169,9	-27,3	-197,2
Сводные данные по экспорту тепловой энергии									
Экспорт тепловой энергии (ГВтч)	19 397,4	4 612,8	24 010,2	17 770,1	4 488,5	22 258,6	-1 627,3	-124,3	-1 751,6
Дополнительные затраты на экспорт (млн. дол. США)	814,7	193,7	1 008,4	746,3	188,5	934,9	-68,3	-5,2	-73,6
Доход от экспорта (млн. дол. США)	1 322,9	314,6	1 637,5	1 211,9	306,1	1 518,0	-111,0	-8,5	-119,5
Чистая выгода (млн. дол. США)	508,2	120,9	629,1	465,6	117,6	583,2	-42,6	-3,3	-45,9



Таблица 6-6: Выгоды от программ энергоэффективности - Сравнение затрат с учётом и без учёта программ энергоэффективности

Пункт	Сценарий					
	1			7		
	Без ЭЭ	с ЭЭ	Преимущества ЭЭ	Без ЭЭ	с ЭЭ	Преимущества ЭЭ
Сводные данные по генерации						
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	279 819,7	274 710,0	5 109,7	279 819,7	274 710,0	5 109,7
Затраты на топливо (млн. дол. США)	2 629,1	2 529,7	99,4	2 429,2	2 359,7	69,5
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	3 582,1	3 530,6	51,5	3 502,7	3 461,2	41,5
Капитальные затраты (млн. дол. США)	2 517,6	2 437,6	80,0	2 662,2	2 551,0	111,2
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	1 008,4	974,5	33,9	934,9	898,7	36,2
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	29,3	29,6	-0,4	29,2	32,0	-2,8
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	131,0	131,0	0,0	131,0	131,0	0,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	189,7	189,7	0,0	189,7	189,7	0,0
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	0,0	41,1	-41,1	0,0	41,1	-41,1
Затраты, итого (млн. дол. США)	10 087,2	9 863,8	223,4	9 878,9	9 664,2	214,6
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	755,1	755,1	0,0	755,1	755,1	0,0
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	2 304,2	2 298,1	6,1	2 293,0	2 270,4	22,6
			0,0			0,0
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	7 028,0	6 810,7	217,3	6 830,8	6 638,7	192,1



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

154

Таблица 6-7: Результаты исследования чувствительности - Последовательности расширения для прогнозов низкой и высокой нагрузки
- Вариант Расширения 1

Сценарий нагрузки	Прогноз низкой нагрузки		Прогноз высокой нагрузки	
	1	7	1	7
2016	ТЭЦ 2х150 МВт			
2018				
2019	На угле 2х150 МВт и на угле 350 МВт			
2020	На угле 350 МВт			
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.			
2021	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт, ГЭС 100 МВт и ГЭС 125 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 2х350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 2х350 МВт
2022		На угле 350 МВт		
2023				
2024			На угле 350 МВт	ГЭС 100 МВт и ГЭС 125 МВт
2025				На угле 350 МВт
2026	На угле 350 МВт			
2027			На угле 350 МВт	
2028				На угле 350 МВт
2029		На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	
2030	На угле 350 МВт			На угле 350 МВт
2031			На угле 350 МВт	
2032		На угле 350 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт
2033	На угле 350 МВт			На угле 350 МВт
2034			На угле 350 МВт	
2035		На угле 350 МВт		На угле 350 МВт
2036			На угле 350 МВт	На угле 350 МВт
2037	На угле 350 МВт		На угле 350 МВт	
2038		На угле 300 МВт	На угле 350 МВт	На угле 350 МВт
2039	На угле 150 МВт			На угле 200 МВт



Таблица 6-8: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - Вариант Расширения 1

Сценарий		Изменения в капитале					
		-25%		Базовая		+25%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	5 094,8	6 096,3	5 661,1	6 810,7	6 228,0	7 526,1
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 935,6	5 905,5	5 516,4	6 638,7	6 097,8	7 372,7

Таблица 6-9: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - Вариант Расширения 1

Сценарий		Изменения в ценах на топливо					
		-25%		Базовая		+25%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	5 011,4	6 016,3	5 661,1	6 810,7	6 311,5	7 606,0
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 912,8	5 899,4	5 516,4	6 638,7	6 120,6	7 378,8

Таблица 6-10: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - Вариант Расширения 1

Сценарий		Изменения в учётной ставке					
		8%		10%		12%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	6 548,5	8 478,3	5 661,1	6 810,7	4 975,6	5 674,9
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	6 331,5	8 202,0	5 516,4	6 638,7	4 874,5	5 560,8

Таблица 6-11: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - Вариант Расширения 1



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

156

Сценарий		Изменения в прогнозе нагрузки					
		Малые		Наиболее вероятные		Большие	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	4 875,5	5 809,5	5 661,1	6 810,7	6 689,5	8 295,5
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 723,1	5 626,5	5 516,4	6 638,7	6 571,5	8 152,1



Таблица 6-12: Последовательность добавления генерации - Вариант Расширения 2



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

158

	Сценарий	
	1	7
Год	Детальный план расширения системы генерации	
2015		
2016	ТЭЦ 2х150 МВт	
2017		
2018		
2019	На угле 2х150 МВт и на угле 350 МВт	
2020	На угле 350 МВт	
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.	
2021	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт
2022	На угле 350 МВт	ГЭС 100 МВт
2023		ГЭС 125 МВт
2024		
2025	Рогунская ГЭС 2х400 МВт	Рогунская ГЭС 2х400 МВт
2026		
2027		
2028	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт
2029	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт
2030		
2031		
2032		
2033		
2034		
2035		
2036		
2037		
2038		На угле 250 МВт
2039	На угле 100 МВт	



Таблица 6-13: Сравнение стоимости сценариев - Вариант Расширения 2

Пункт	Сценарий						Отличия		
	1			7			Сценария 7 от Сценария 1		
	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего
Сводные данные по генерации									
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	242 820,1	31 889,9	274 710,0	242 820,1	31 889,9	274 710,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на топливо (млн. дол. США)	1 528,5	146,7	1 675,2	1 407,1	119,2	1 526,3	-121,4	-27,5	-148,9
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	2 815,2	276,9	3 092,1	2 751,5	266,5	3 018,0	-63,7	-10,4	-74,1
Капитальные затраты (млн. дол. США)	1 696,2	253,0	1 949,3	1 716,2	276,2	1 992,5	20,0	23,2	43,2
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	849,5	213,4	1 063,0	690,1	206,3	896,4	-159,4	-7,2	-166,6
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	7,6	6,4	13,9	15,8	6,7	22,5	8,2	0,3	8,6
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	1 579,0	498,7	2 077,7	1 579,0	498,7	2 077,7	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	151,4	54,0	205,4	151,4	54,0	205,4	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	41,1	0,0	41,1	41,1	0,0	41,1	0,0	0,0	0,0
Затраты, итого (млн. дол. США)	8 668,5	1 449,2	10 117,7	8 352,2	1 427,6	9 779,8	-316,3	-21,6	-337,9
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	683,7	71,4	755,1	683,7	71,4	755,1	0,0	0,0	0,0
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	2 443,8	414,3	2 858,0	2 297,9	423,9	2 721,8	-145,9	9,6	-136,3
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	5 541,0	963,6	6 504,6	5 370,6	932,4	6 303,0	-170,4	-31,2	-201,6
Сводные данные по экспорту тепловой энергии									
Экспорт тепловой энергии (ГВтч)	20 226,5	5 082,0	25 308,5	16 430,5	4 911,3	21 341,8	-3 796,0	-170,8	-3 966,7
Дополнительные затраты на экспорт (млн. дол. США)	849,5	213,4	1 063,0	690,1	206,3	896,4	-159,4	-7,2	-166,6
Доход от экспорта (млн. дол. США)	1 379,4	346,6	1 726,0	1 120,6	334,9	1 455,5	-258,9	-11,6	-270,5
Чистая выгода (млн. дол. США)	529,9	133,1	663,1	430,5	128,7	559,2	-99,5	-4,5	-103,9



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

160

Таблица 6-14: Преимущества/Затраты Рогунской ГЭС

Пункт	Сценарий					
	1			7		
	Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	Выгоды Рогунской ГЭС	Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	Выгоды Рогунской ГЭС
Сводные данные по генерации						
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	274 710,0	274 710,0	0,0	274 710,0	274 710,0	0,0
Затраты на топливо (млн. дол. США)	2 529,7	1 675,2	854,5	2 359,7	1 526,3	833,4
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	3 530,6	3 092,1	438,5	3 461,2	3 018,0	443,2
Капитальные затраты (млн. дол. США)	2 437,6	1 949,3	488,3	2 551,0	1 992,5	558,5
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	974,5	1 063,0	-88,4	898,7	896,4	2,3
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	29,6	13,9	15,7	32,0	22,5	9,5
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	0,0	2 077,7	-2 077,7	0,0	2 077,7	-2 077,7
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	0,0	205,4	-205,4	0,0	205,4	-205,4
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	131,0	0,0	131,0	131,0	0,0	131,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	189,7	0,0	189,7	189,7	0,0	189,7
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	41,1	41,1	0,0	41,1	41,1	0,0
Затраты, итого (млн. дол. США)	9 863,8	10 117,7	-253,9	9 664,2	9 779,8	-115,6
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	755,1	755,1	0,0	755,1	755,1	0,0
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	2 298,1	2 858,0	-560,0	2 270,4	2 721,8	-451,3
						0,0
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	6 810,7	6 504,6	306,1	6 638,7	6 303,0	335,8



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

161

Таблица 6-15: Результаты исследования чувствительности - Последовательности расширения для прогнозов низкой и высокой нагрузки - Вариант Расширения 2

Сценарий нагрузки	Прогноз низкой нагрузки		Прогноз высокой нагрузки	
	1	7	1	7
2015				
2016	ТЭЦ 2х150 МВт			
2018				
2019	На угле 2х150 МВт и на угле 350 МВт			
2020	На угле 350 МВт			
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.			
2021	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт, ГЭС 100 МВт и ГЭС 125 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 2х350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 2х350 МВт
2022		На угле 350 МВт		
2023				
2024			На угле 350 МВт	ГЭС 100 МВт и ГЭС 125 МВт
2025	Рогунская ГЭС 2х400 МВт	Рогунская ГЭС 2х400 МВт	Рогунская ГЭС 2х400 МВт	Рогунская ГЭС 2х400 МВт
2026				
2027				
2028	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт
2029	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт	Рогунская ГЭС 2х600 МВт и на угле 350 МВт
2030				
2031				
2032				
2033				
2034			На угле 350 МВт	
2035				
2036			На угле 350 МВт	На угле 350 МВт
2037				
2038			На угле 350 МВт	На угле 350 МВт
2039				На угле 200 МВт



Таблица 6-16: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - Вариант Расширения 2

Сценарий		Изменения в прогнозе нагрузки					
		Малые		Наиболее вероятные		Большие	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	4 753,3	5 497,2	5 541,0	6 504,6	6 520,4	7 933,4
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 648,5	5 361,2	5 370,6	6 303,0	6 409,0	7 794,9

Таблица 6-17: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - Вариант Расширения 2

Сценарий		Изменения в капитале					
		-25%		Базовая		+25%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	4 658,5	5 412,1	5 541,0	6 504,6	6 424,0	7 597,7
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 493,6	5 211,5	5 370,6	6 303,0	6 248,1	7 395,0

Таблица 6-18: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - Вариант Расширения 2

Сценарий		Изменения в ценах на топливо					
		-25%		Базовая		+25%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	5 017,5	5 908,9	5 541,0	6 504,6	6 064,9	7 100,8
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 904,0	5 772,2	5 370,6	6 303,0	5 837,6	6 834,1



Таблица 6-19: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - Вариант Расширения 2

Сценарий		Изменения в учётной ставке					
		8%		10%		12%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	5 994,6	7 470,0	5 541,0	6 504,6	5 113,3	5 745,9
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	5 762,5	7 171,4	5 370,6	6 303,0	4 985,7	5 603,9

Таблица 6-20: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальных расходах - Вариант Расширения 2

Сценарий		Изменения в капитальных расходах			
		Ранний ввод Рогунской ГЭС		ТЭО Рогунской ГЭС (базовый)	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	5 382,5	6 331,0	5 541,0	6 504,6
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	5 212,1	6 129,4	5 370,6	6 303,0



Таблица 6-21: Последовательность добавления генерации: С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС - Вариант Расширения 2

	Сценарий	
	1	7
Год	Детальный план расширения системы генерации	
2015		
2016	ТЭЦ 2х150 МВт	
2017		
2018		
2019	На угле 2х150 МВт, на угле 350 МВт и Рогун 2х400 МВт	
2020	На угле 350 МВт	
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.	
2021	ТЭЦ -128 МВт	ТЭЦ -128 МВт
2022		
2023	Рогунская ГЭС 4х600 МВт	Рогунская ГЭС 4х600 МВт
2024		
2025		
2026		
2027		
2028		
2029		
2030		
2031		
2032		
2033	На угле 350 МВт	ГЭС 100 МВт и 125 МВт
2034		
2035		На угле 350 МВт
2036	На угле 350 МВт	
2037		
2038		На угле 250 МВт
2039	На угле 100 МВт	



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

165

Таблица 6-22: Сравнение стоимости сценариев: С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС - Вариант Расширения 3

Пункт	Сценарий						Отличия		
	1			7			Сценария 7 от Сценария 1		
	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего	Период планирования	Конечный результат	Всего
Сводные данные по генерации									
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	242 820,1	31 889,9	274 710,0	242 820,1	31 889,9	274 710,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на топливо (млн. дол. США)	1 020,5	146,5	1 167,0	995,5	118,7	1 114,1	-25,0	-27,8	-52,9
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	2 544,7	277,9	2 822,6	2 534,2	266,3	2 800,5	-10,5	-11,6	-22,2
Капитальные затраты (млн. дол. США)	1 308,5	258,8	1 567,2	1 327,1	276,2	1 603,4	18,7	17,5	36,1
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	846,3	223,0	1 069,2	817,0	206,9	1 024,0	-29,2	-16,1	-45,3
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	9,5	2,9	12,4	10,3	6,7	17,0	0,8	3,8	4,6
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	2 649,0	471,3	3 120,3	2 649,0	471,3	3 120,3	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	317,2	54,0	371,2	317,2	54,0	371,2	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	41,1	0,0	41,1	41,1	0,0	41,1	0,0	0,0	0,0
Затраты, итого (млн. дол. США)	8 736,7	1 434,4	10 171,1	8 691,3	1 400,2	10 091,5	-45,3	-34,2	-79,5
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	683,7	71,4	755,1	683,7	71,4	755,1	0,0	0,0	0,0
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	2 665,2	429,2	3 094,4	2 656,4	424,2	3 080,6	-8,8	-5,0	-13,8
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	5 387,7	933,8	6 321,6	5 351,2	904,6	6 255,8	-36,5	-29,2	-65,7
Сводные данные по экспорту тепловой энергии									
	Период планирования	Конечный результат	Все периоды	Период планирования	Конечный результат	Все периоды	Период планирования	Период планирования	Период планирования
Экспорт тепловой энергии (ГВтч)	20 148,9	5 308,9	25 457,9	19 453,3	4 926,7	24 380,0	-695,6	-382,3	-1 077,9
Дополнительные затраты на экспорт (млн. дол. США)	846,3	223,0	1 069,2	817,0	206,9	1 024,0	-29,2	-16,1	-45,3
Доход от экспорта (млн. дол. США)	1 374,2	362,1	1 736,2	1 326,7	336,0	1 662,7	-47,4	-26,1	-73,5
			0,0			0,0			
Чистая выгода (млн. дол. США)	527,9	139,1	667,0	509,7	129,1	638,8	-18,2	-10,0	-28,2



Таблица 6-23: Выгоды/Затраты раннего ввода Рогунской ГЭС

Пункт	Сценарий					
	1			7		
	Без Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС	Выгоды раннего ввода Рогунской ГЭС	Без Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС	Выгоды раннего ввода Рогунской ГЭС
Сводные данные по генерации						
Спрос на электроэнергию (ГВтч)	274 710,0	274 710,0	0,0	274 710,0	274 710,0	0,0
Затраты на топливо (млн. дол. США)	2 529,7	1 167,0	1 362,7	2 359,7	1 114,1	1 245,5
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (млн. дол. США)	3 530,6	2 822,6	708,0	3 461,2	2 800,5	660,8
Капитальные затраты (млн. дол. США)	2 437,6	1 567,2	870,4	2 551,0	1 603,4	947,6
Дополнительные затраты (млн. дол. США)	974,5	1 069,2	-94,7	898,7	1 024,0	-125,3
Стоимость ожидаемых объемов недоотпущенной э/энергии (млн. дол. США)	29,6	12,4	17,2	32,0	17,0	15,0
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС (млн. дол. США)	0,0	3 120,3	-3 120,3	0,0	3 120,3	-3 120,3
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	0,0	371,2	-371,2	0,0	371,2	-371,2
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации (млн. дол. США)	131,0	0,0	131,0	131,0	0,0	131,0
Защита от наводнений (млн. дол. США)	189,7	0,0	189,7	189,7	0,0	189,7
Затраты на энергоэффективность (млн. дол. США)	41,1	41,1	0,0	41,1	41,1	0,0
Затраты, итого (млн. дол. США)	9 863,8	10 171,1	-307,2	9 664,2	10 091,5	-427,3
Доходы от гарантированного экспорта (млн. дол. США)	755,1	755,1	0,0	755,1	755,1	0,0
Доходы от негарантированного экспорта (млн. дол. США)	2 298,1	3 094,4	-796,4	2 270,4	3 080,6	-810,2
Затраты, чистый итог (млн. дол. США)	6 810,7	6 321,6	489,1	6 638,7	6 255,8	382,9



Таблица 6-24: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - Вариант Расширения 3

Сценарий		Изменения в прогнозе нагрузки					
		Малые		Наиболее вероятные		Большие	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	4 675,3	5 396,4	5 387,7	6 321,6	6 405,3	7 783,4
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 667,0	5 351,8	5 351,2	6 255,8	6 279,5	7 628,6

Таблица 6-25: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - Вариант Расширения 3

Сценарий		Изменения в капитале					
		-25%		Базовая		+25%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	4 337,1	5 066,1	5 387,7	6 321,6	6 438,8	7 577,5
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 297,3	4 994,3	5 351,2	6 255,8	6 405,5	7 517,8

Таблица 6-26: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - Вариант Расширения 3

Сценарий		Изменения в ценах на топливо					
		-25%		Базовая		+25%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	4 991,7	5 851,8	5 387,7	6 321,6	5 784,0	6 791,7
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	4 966,3	5 806,8	5 351,2	6 255,8	5 736,4	6 705,2



Таблица 6-27: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - Вариант Расширения 3

Сценарий		Изменения в учётной ставке					
		8%		10%		12%	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	5 577,4	7 015,1	5 387,7	6 321,6	5 159,3	5 768,5
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	5 516,5	6 893,4	5 351,2	6 255,8	5 137,7	5 733,0

Таблица 6-28: Результаты исследования чувствительности - Добавление Шурабской ГЭС - Вариант Расширения 3

Сценарий		Шурабская ГЭС			
		С		Без	
№	Описание	25 лет	Всего	25 лет	Всего
1	Агрегаты на угле по 350 МВт	5 582,6	6 633,2	5 387,7	6 321,6
7	Две ГЭС и агрегаты на угле по 350 МВт	5 566,4	6 583,7	5 351,2	6 255,8

Таблица 6-29: Результаты исследования чувствительности - Изменения в прогнозе нагрузки - План с наименьшими издержками

План с наименьшими издержками	Изменения в прогнозе нагрузки					
	Малые		Наиболее вероятные		Большие	
	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
Без Рогунской ГЭС	4 723,1	5 626,5	5 516,4	6 638,7	6 571,5	8 152,1
С Рогунской ГЭС	4 648,5	5 361,2	5 370,6	6 303,0	6 409,0	7 794,9
С ранним вводом Рогунской ГЭС	4 667,0	5 351,8	5 351,2	6 255,8	6 279,5	7 628,6



Таблица 6-30: Результаты исследования чувствительности - Изменения в капитальной стоимости - План с наименьшими издержками

План с наименьшими издержками	Изменения в капитале					
	-25%		Базовая		+25%	
	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
Без Рогунской ГЭС	4 935,6	5 905,5	5 516,4	6 638,7	6 097,8	7 372,7
С Рогунской ГЭС	4 493,6	5 211,5	5 370,6	6 303,0	6 248,1	7 395,0
С ранним вводом Рогунской ГЭС	4 297,3	4 994,3	5 351,2	6 255,8	6 405,5	7 517,8

Таблица 6-31: Результаты исследования чувствительности - Изменения в цене на топливо - План с наименьшими издержками

План с наименьшими издержками	Изменения в ценах на топливо					
	-25%		Базовая		+25%	
	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
Без Рогунской ГЭС	4 912,8	5 899,4	5 516,4	6 638,7	6 120,6	7 378,8
С Рогунской ГЭС	4 904,0	5 772,2	5 370,6	6 303,0	5 837,6	6 834,1
С ранним вводом Рогунской ГЭС	4 966,3	5 806,8	5 351,2	6 255,8	5 736,4	6 705,2

Таблица 6-32: Результаты исследования чувствительности - Изменения в учетной ставке - План с наименьшими издержками

План с наименьшими издержками	Изменения в учётной ставке					
	8%		10%		12%	
	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
Без Рогунской ГЭС	6 331,5	8 202,0	5 516,4	6 638,7	4 874,5	5 560,8
С Рогунской ГЭС	5 762,5	7 171,4	5 370,6	6 303,0	4 985,7	5 603,9
С ранним вводом Рогунской ГЭС	5 516,5	6 893,4	5 351,2	6 255,8	5 137,7	5 733,0



Таблица 6-33: Результаты исследования чувствительности - Изменения в экспортном тарифе - План с наименьшими издержками

План с наименьшими издержками	Изменения в экспортном тарифе					
	55 дол. США/МВтч		68 дол. США/МВтч		85 дол. США/МВтч	
	25 лет	Всего	25 лет	Всего	25 лет	Всего
Без Рогунской ГЭС	5 893,4	7 078,1	5 516,4	6 638,7	5 036,6	6 079,4
С Рогунской ГЭС	5 815,3	6 829,7	5 370,6	6 303,0	4 804,5	5 632,5
С ранним вводом Рогунской ГЭС	5 865,4	6 852,0	5 351,2	6 255,8	4 696,9	5 497,0



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

171

Таблица 6-34: Сравнение последовательности увеличения выработки при Варианте 2 и Варианте 3

	Вариант 2		Вариант 3	
	Сценарий 1	Сценарий 7	1	7
Год	Детальный план расширения системы генерации			
2015				
2016	ТЭЦ 2x150 МВт		ТЭЦ 2x150 МВт	
2017				
2018				
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт		На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и Рогун 2x400 МВт	
2020	На угле 350 МВт		На угле 350 МВт	
	10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.		10 МВт солнечной энергии каждый год в период с 2021 по 2025 гг., 10 МВт ветровой энергии в 2021 и в 2025 гг, 10 МВт мини ГЭС в 2022 и в 2024 гг.	
2021	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт и на угле 350 МВт	ТЭЦ -128 МВт	ТЭЦ -128 МВт
2022	На угле 350 МВт	ГЭС 100 МВт		
2023		ГЭС 125 МВт	Рогунская ГЭС 4x600 МВт	Рогунская ГЭС 4x600 МВт
2024				
2025	Рогунская ГЭС 2x400 МВт	Рогунская ГЭС 2x400 МВт		
2026				
2027				
2028	Рогунская ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС 2x600 МВт		
2029	Рогунская ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС 2x600 МВт		
2030				
2031				
2032				
2033			На угле 350 МВт	ГЭС 100 МВт и 125 МВт
2034				
2035				На угле 350 МВт
2036			На угле 350 МВт	
2037				
2038		На угле 250 МВт		На угле 250 МВт
2039	На угле 100 МВт		На угле 100 МВт	



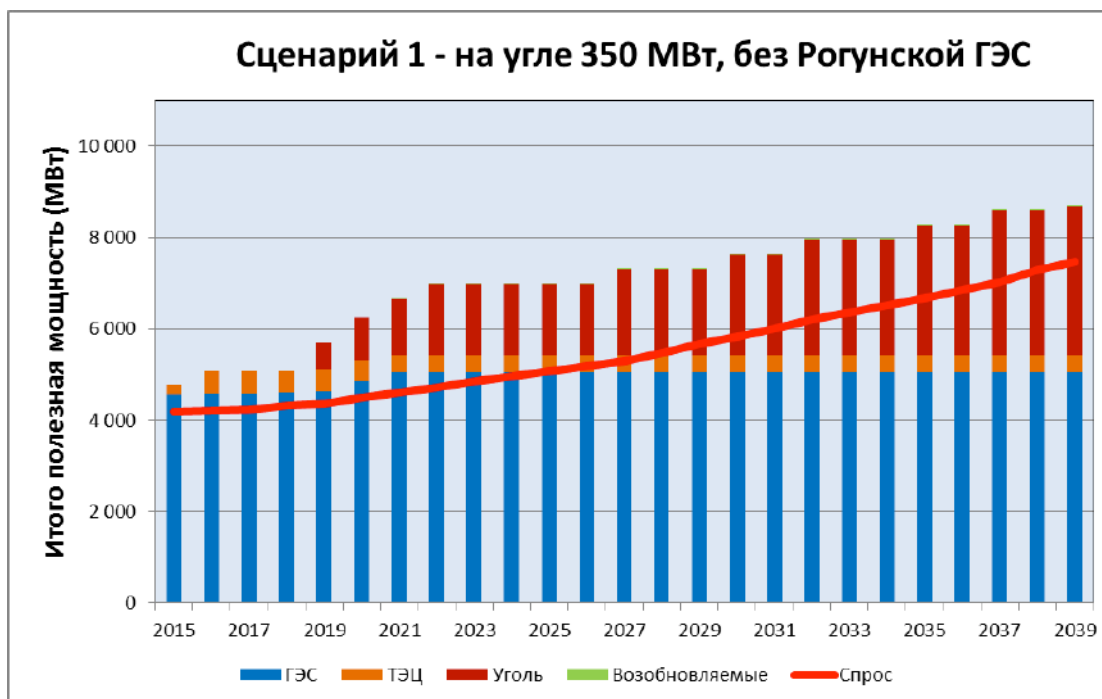
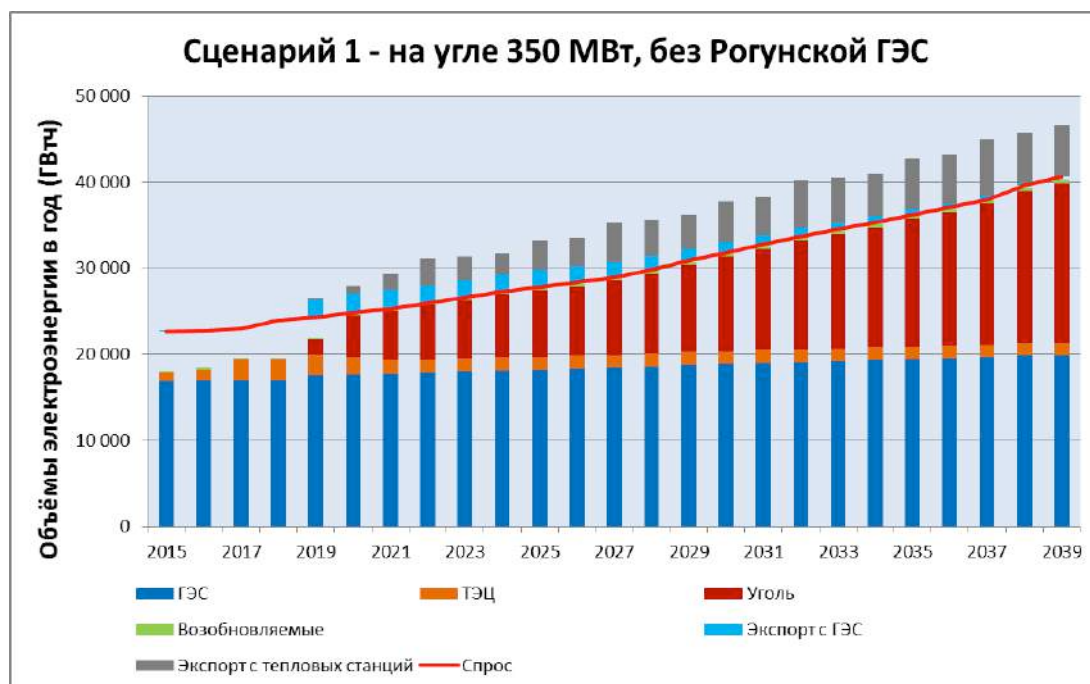


Рисунок 6-1: Вариант 1, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность



ЭНЕРГИИ |
1 СЕКТОРА

Рисунок 6-2: Вариант 1, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии

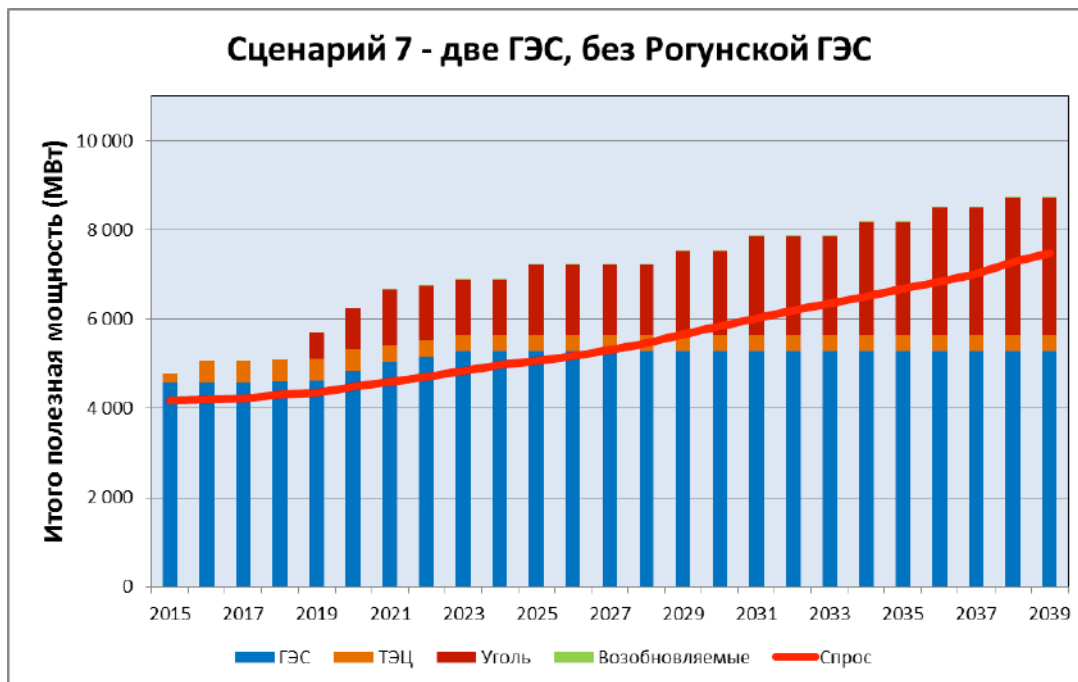
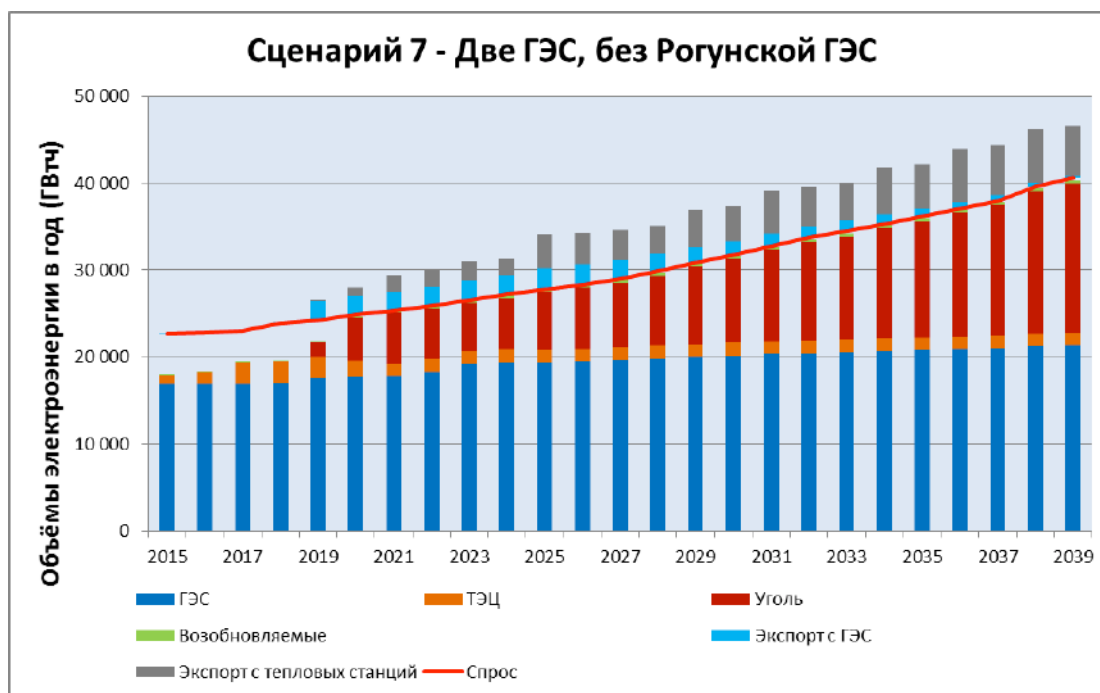


Рисунок 6-3: Вариант 1, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность



ЭНЕРГИИ |
СЕКТОРА

Рисунок 6-4: Вариант 1, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии

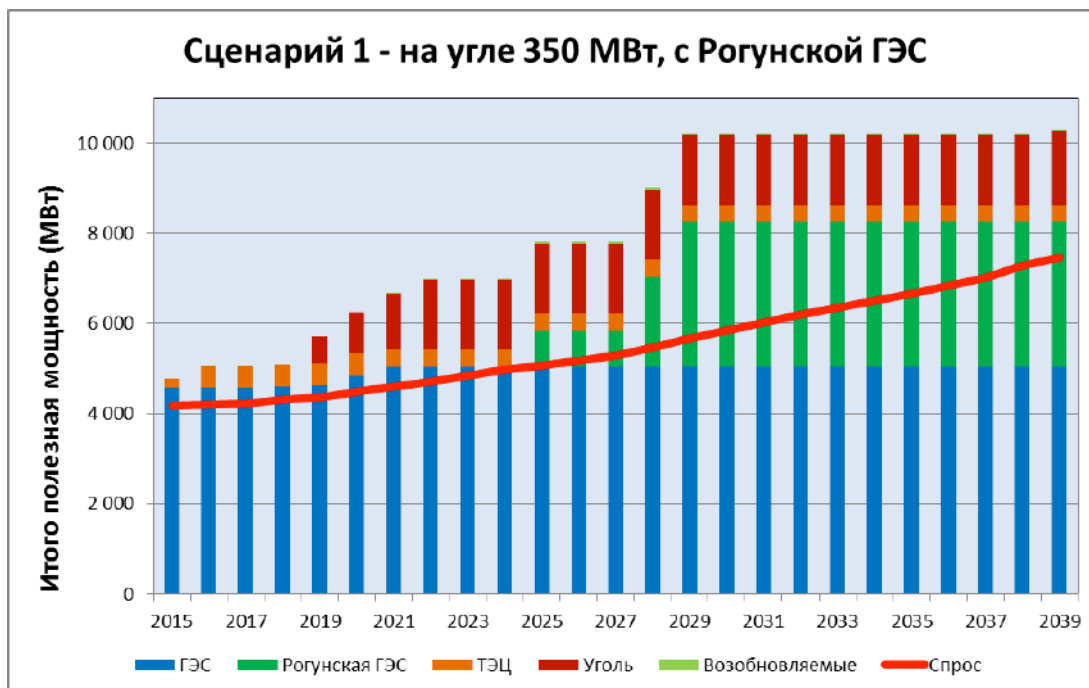
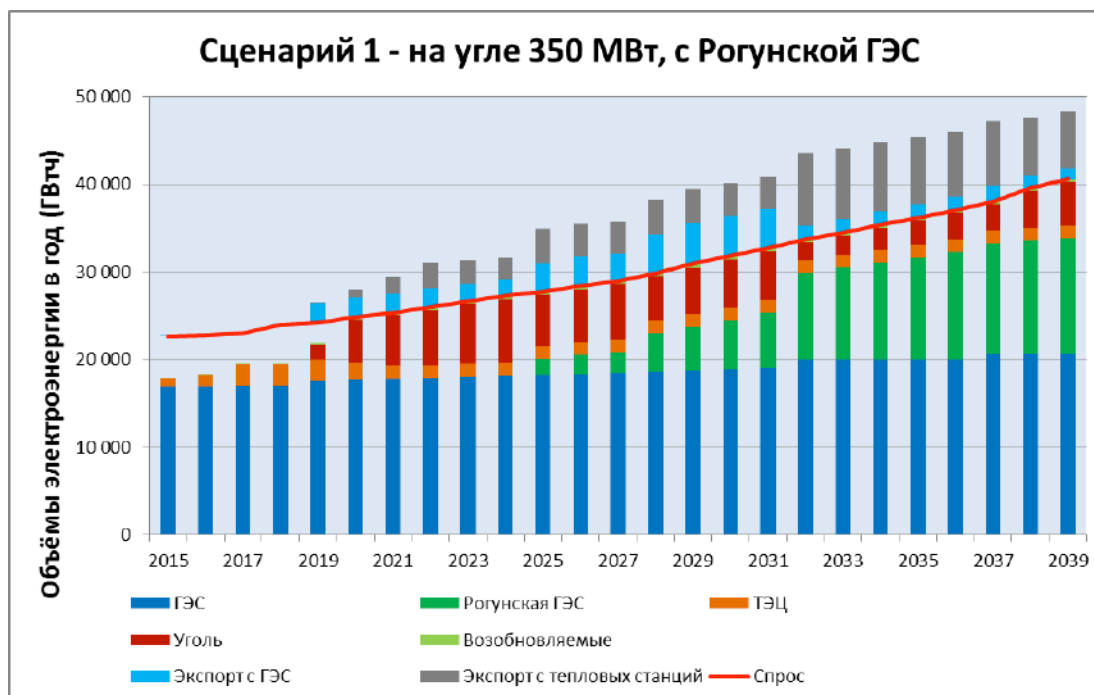


Рисунок 6-5: Вариант 2, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность



ЭНЕРГИИ |
СЕКТОРА

Рисунок 6-6: Вариант 2, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии

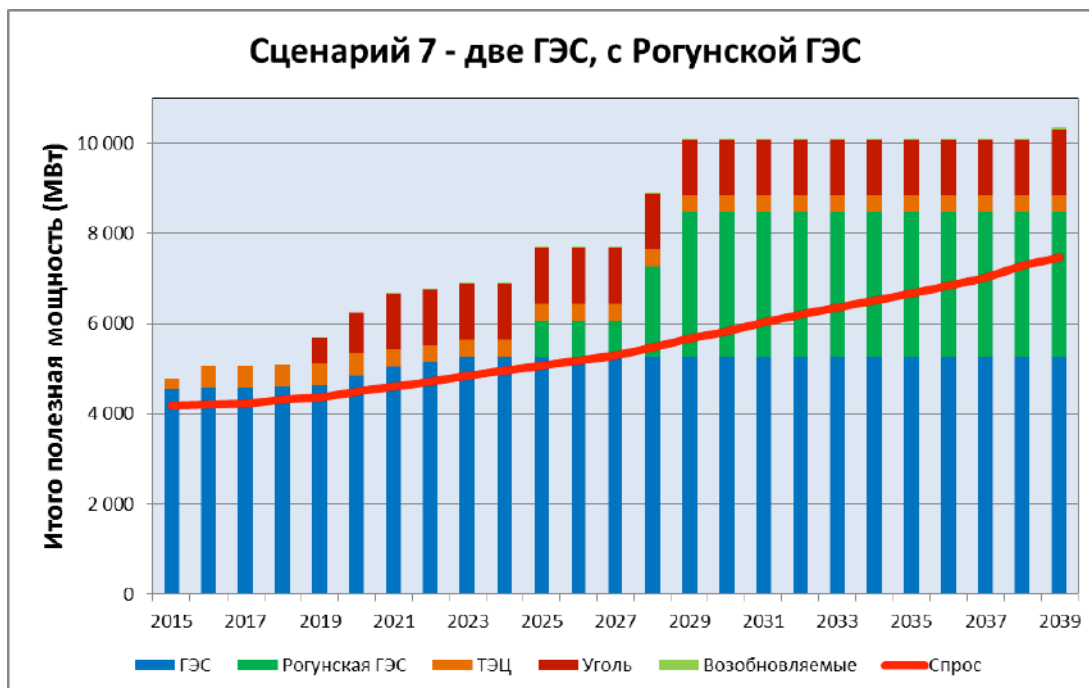


Рисунок 6-7: Вариант 2, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность

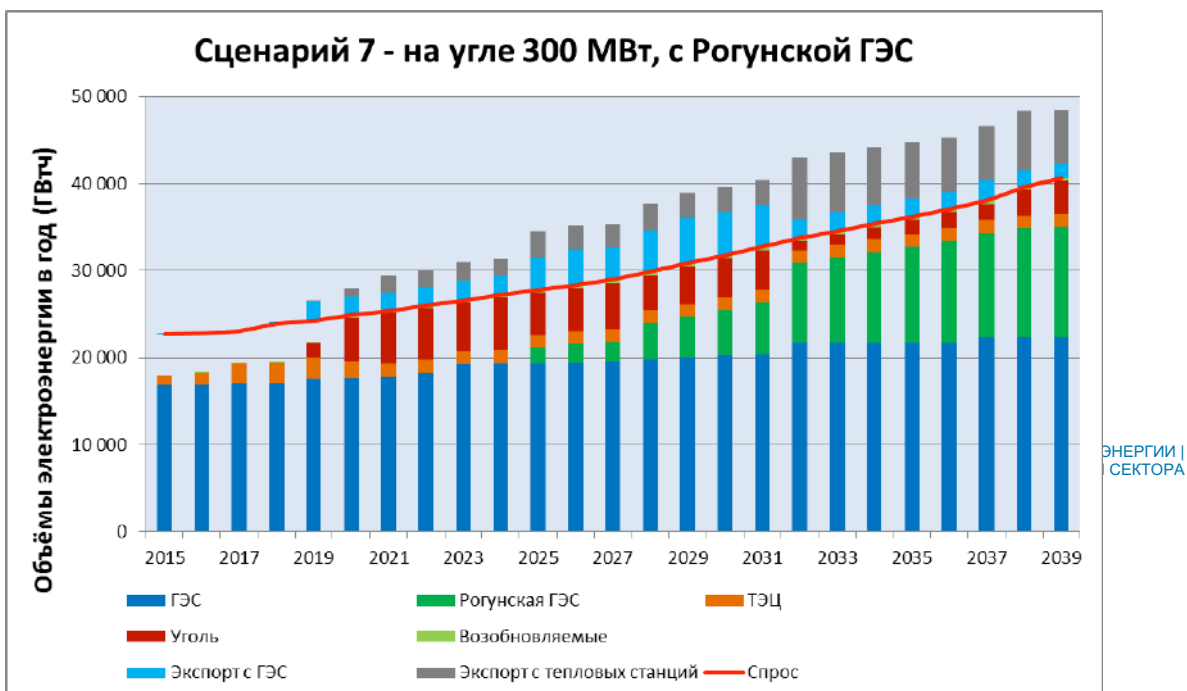


Рисунок 6-8: Вариант 2, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии

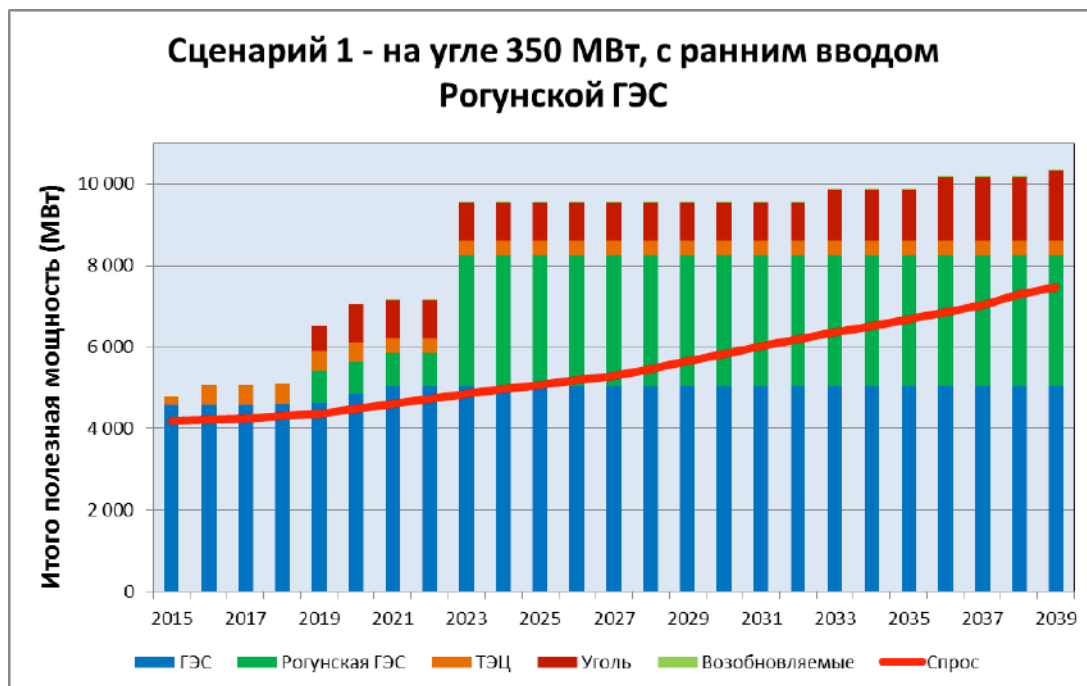
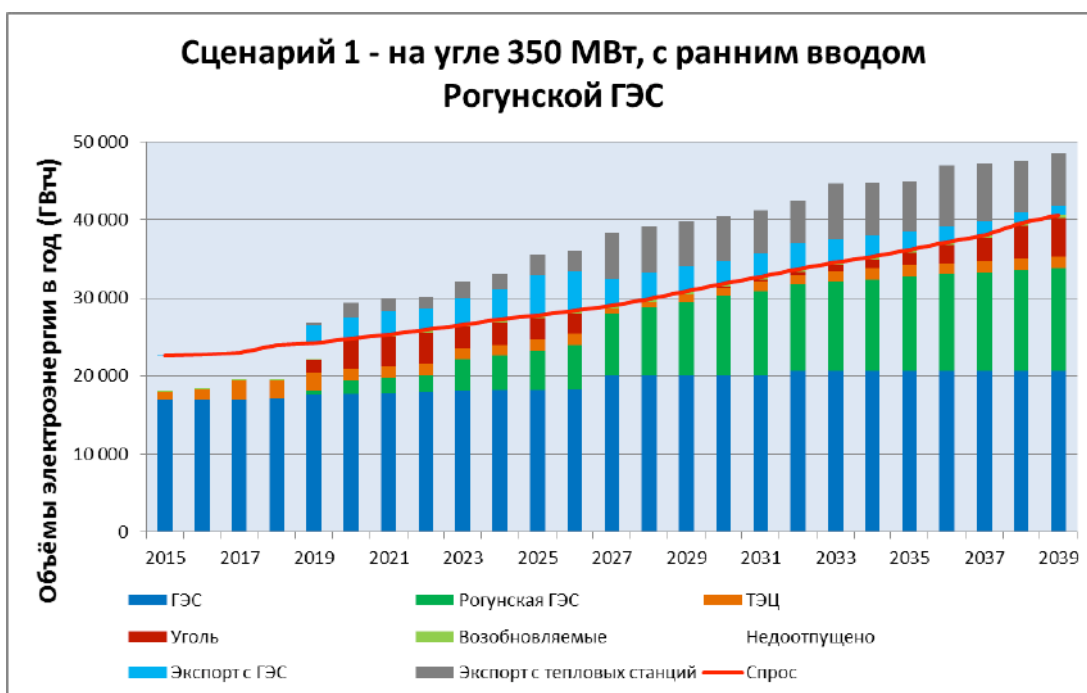


Рисунок 6-9: Вариант 3, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность



ЭНЕРГИИ |
1 СЕКТОРА

Рисунок 6-10: Вариант 3, Сценарий 1 - Углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии

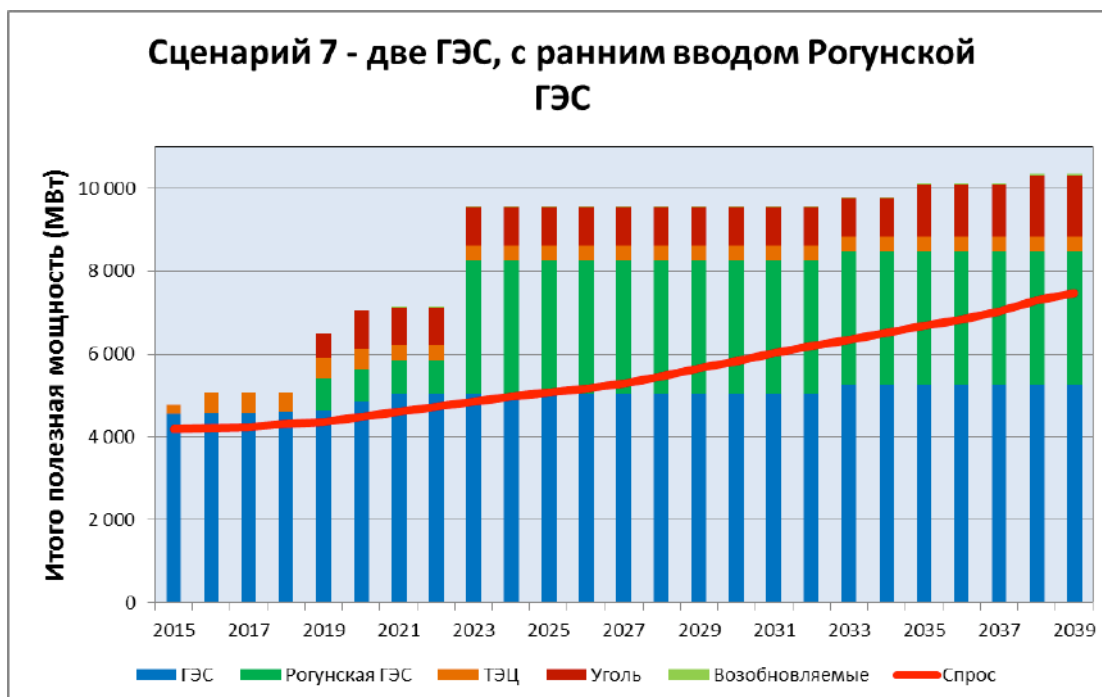
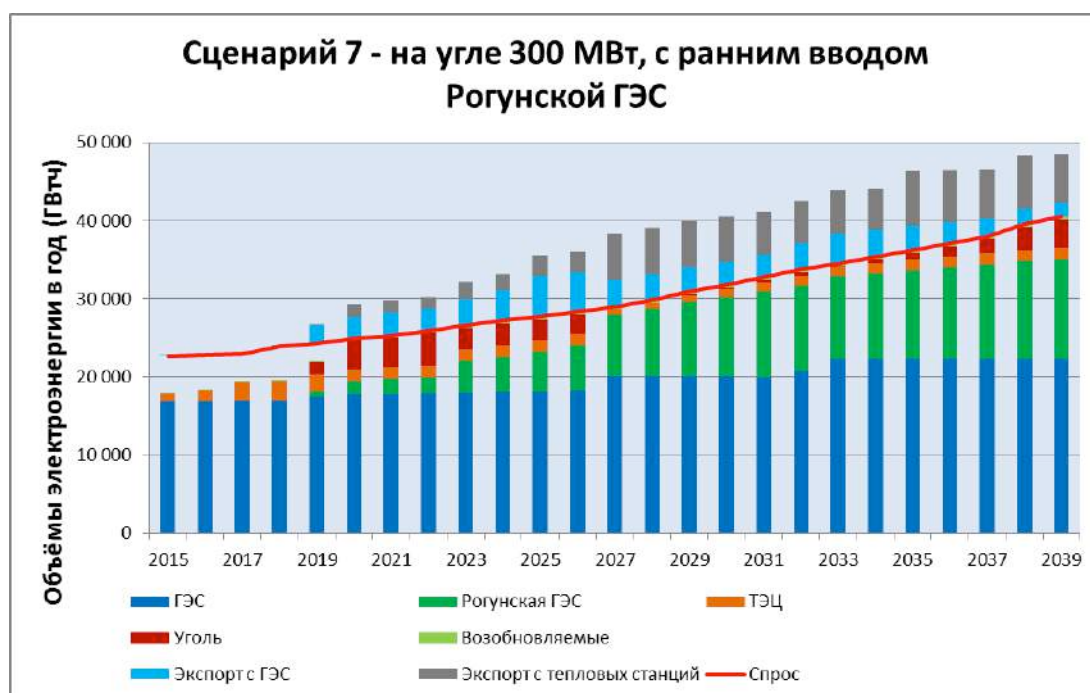


Рисунок 6-11: Вариант 3, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая устанавливаемая мощность



ЭНЕРГИИ |
1 СЕКТОРА

Рисунок 6-12: Вариант 3, Сценарий 7 - 2 ГЭС и углесжигательные установки мощностью 350 МВт, годовая выработка энергии

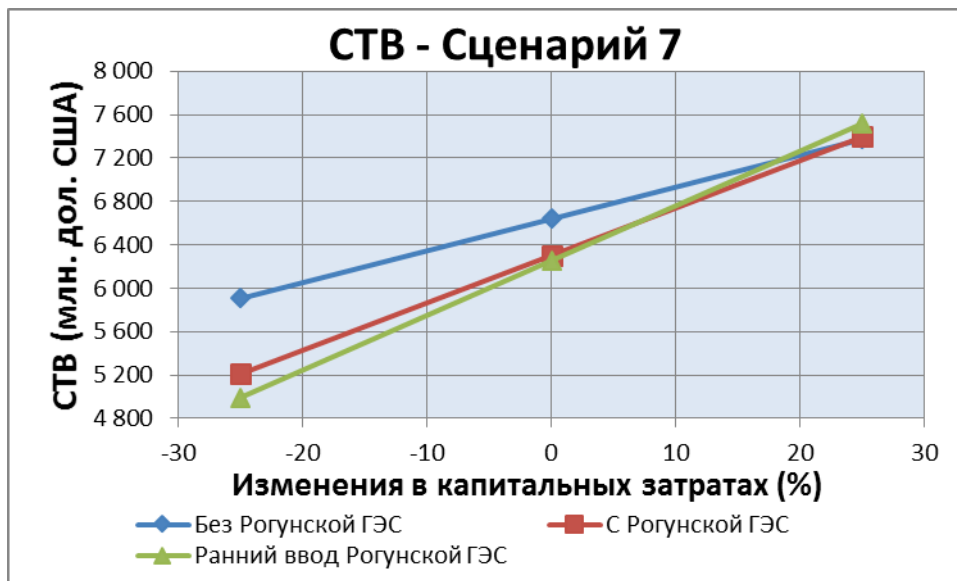


Рисунок 6-13: Изменения в капитальной стоимости - Планы с наименьшими издержками

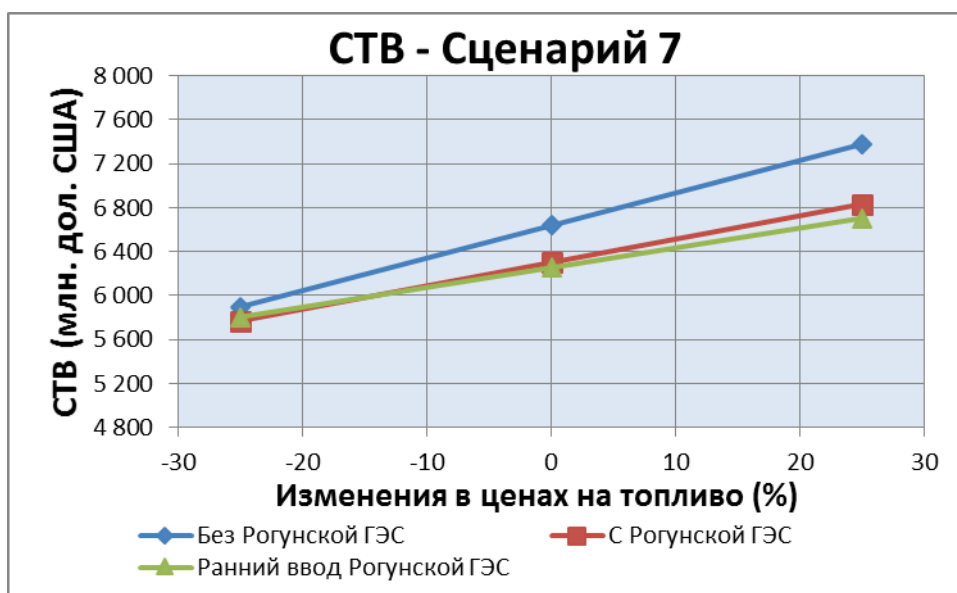


Рисунок 6-14: Изменения в ценах на топливо - Планы с наименьшими издержками

ЛЕКТРОЭНЕРГИИ |
УЛУЧШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕКТОРА

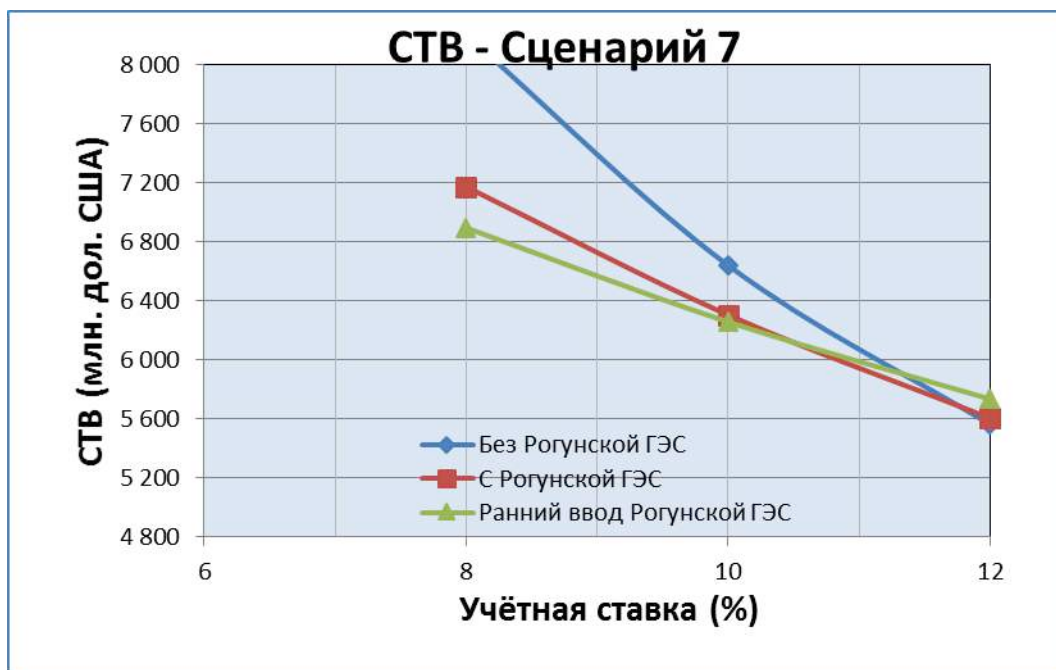
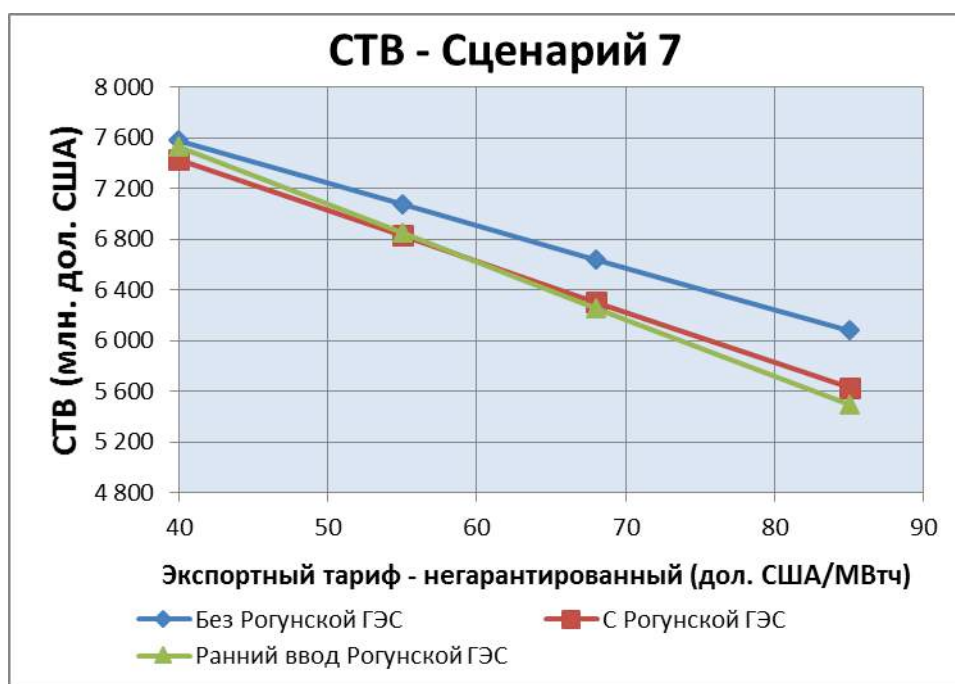


Рисунок 6-15: Изменения в ставке дисконтирования - Планы с наименьшими издержками



ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ |
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА

Рисунок 6-16: Изменения в тарифе на негарантированный экспорт - Планы с наименьшими издержками



7. ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ВЫБРАННЫХ СЦЕНАРИЕВ

7.1 ВВЕДЕНИЕ

В этом разделе представлено краткое описание исследований, проведенных для определения объектов передачи, необходимых для предоставления вывода генерации в центры нагрузки для трёх выбранных планов расширения генерации и вычисление связанных с этим затрат на необходимые объекты передачи между 2015 и 2039 годами.

Подробно эти исследования изложены в Приложении Е.

Двумя выбранными планами являются:

- Расширение генерации без Рогунской ГЭС (Вариант 1, сценарий 7)
- Расширение генерации с Рогунской ГЭС (Вариант 2, сценарий 7)
- Расширение генерации с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС (Вариант 3, сценарий 7)

Исследование изначально оценивает систему Барки Точик и определяет какие объекты требуются для соответствия основным стандартам энергоснабжения, затем оно разрабатывает план расширения передачи для каждого выбранного плана расширения генерации. Также по каждому случаю определены объекты, необходимые для питания нагрузки в пределах Таджикистана, они очень похожи по каждому из планов.

План расширения генерации, связанный с каждым из трёх выбранных планов, приведен в Таблица 6-1 и Таблица 6-34 для планов увеличения выработки без и с Рогунской ГЭС соответственно.

7.2 Подход к исследованию

Подход, применяемый к этому исследованию, состоял в использовании предоставленных БТ данных и разработке планов по расширению передачи, которые могут быть использованы для удовлетворения спроса и сработки генерации в рамках каждого из выбранных планов расширения генерации. После этого проводилось сравнение планов расширения на основе затрат.

Предоставленные данные включают следующее:

- 2 базисных потока энергии в формате PSSE: условия нагрузки в летний и зимний период.
- Существующие планы расширения для ближайшего будущего
- Пояснительную документацию о системе БТ.

Выводы и рекомендации по объектам передачи, необходимым для удовлетворения требований к обслуживанию нагрузки и вывода генерации, основаны на анализе энергетического потока в установленном режиме.

Данные, необходимые для проведения анализа динамических характеристик системы, отсутствовали, и, следовательно, динамические исследования не проводились. Динамическое исследование, как правило, представляет из себя подтверждающий анализ, а анализ потокораспределения является исследовательской частью исследования. Таким образом, вероятно, это не окажет значительного влияния на общие выводы, тем не менее, мы предлагаем ОАХК «Барки Точик» провести подтверждающие исследования, когда станут доступны динамические данные.

Это исследование было проведено с учётом предлагаемого проекта CASA 1000 и других обязательств в части экспорта электроэнергии.

Анализ существующей системы (2014/15) был проведен для определения объектов передачи, которые должны соответствовать критериям целостности системы и N-1 Системные обновления, необходимые для удовлетворения критериев N-1, определены. Этот сценарий был разработан на основе модели за 2012 год, предоставленной БТ.

Представленный план расширения передачи предназначен для периода в 25 лет с 2015 г по 2039 г. Необходимые исследования проводились по пяти соответствующим годам: 2020, 2025, 2030, 2035 и 2039 гг.



Модели исследования (случаи потока электроэнергии при оценивании состояния энергосистемы) для каждого из этих показательных лет были созданы из базового случая на основании планов расширения генерации и прогнозированного роста нагрузки. Объекты передачи для вывода электроэнергии были выбраны таким образом, чтобы они также соответствовали требованиям нагрузки для горизонта планирования. Анализ N-0 проводился на каждой модели для определения нарушений целостности системы. Для проверки соответствия N-1 был проведен анализ последствий аварий, а также были определены дополнительные объекты передачи, которые должны соответствовать N-1. Рекомендация включает новых ЛЭП, конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности и обновление линий.

Новые рекомендуемые объекты были выбраны для отражения развития системы на сегодняшний день.

Автоматически переключаемые конденсаторы на различных шинах 110 кВ были включены для решения значительного количества проблем с низким напряжением. Рекомендация по добавлению варов напрямую зависит от коэффициентов загрузки и мощности на отдельных подстанциях 110 кВ. Поэтому данные по нагрузкам на шины на уровне 110 кВ представляют собой важную информацию для исследований, и значительные усилия были приложены для того, чтобы преобразовать предоставленные данные по нагрузке на станции в фактическую нагрузку на шину на подстанциях 110 кВ. Фактическая нагрузка на подстанцию должна периодически проверяться и сравниваться с моделированной нагрузкой подстанции. Насколько это возможно в данном исследовании, рекомендации по добавлению конденсаторов были привязаны к удельной нагрузке для оказания помощи в планировании добавления конденсаторов.

При увеличении мощности линий 110 кВ рекомендуемым решением является замена существующих линий. Исходя из опыта Manitoba Hydro, стоимость замены линий электропередач составляет от 20 до 30% стоимости строительства новой линии даже при использовании композитных проводников высокой мощности. Выбор проводника аналогичного размера и веса устранил необходимость улучшения прочности башни.

Оба плана генерации включали ограниченное количество ветровой, солнечной генерации и генерации малых ГЭС. Полагалось, что эта генерация разбросана по всей стране и была вычтена с нагрузкой системы.

7.2.1 CASA 1000

Основным компонентом будущего развития электроэнергии Таджикистана является строительство линии 500 кВ из Датки в Согдийскую область и соединение высокого напряжения на постоянном токе между Сангтудой и Новшера.

Проект состоит из:

- Строительство линии электропередачи 500 кВ от Датка в Кыргызстане до Худжанда длиной около 477 км
- Строительство линии электропередачи 500 кВ от Регара до Сангтуды длиной около 115 км и автотрансформатора 500/220 кВ на местности Сангтуда
- Строительство конвертационной станции постоянного тока высокого напряжения (ПТВН) на местности Сангтуда с пропускной способностью в 1 300 МВт и
- Строительство линии электропередачи высокого напряжения постоянного тока Сангтуда – Новшера через Афганистан протяженностью 800 км
- Строительство конвертационной станции ПТВН мощностью 1300 МВт в Пешаваре, Пакистан

В настоящее время сдача в эксплуатацию проекта CASA-1000 ожидается в 2021 году. В апреле 2015 года Межправительственным советом были подписаны Генеральное соглашение и Соглашение на закупку электроэнергии, а в ноябре того же года были подписаны Соглашения между операционными единицами.

7.2.2 Прочие экспорты

Рассматривается строительства линии Рагун-Пешавар протяженностью 720 км. Так же как и линии CASA 1000 до Пакистана, эта линия будет проходить через Таджикистан, Афганистан и Пакистан.



Предполагается, что эта линия будет экспортировать 1000 МВт из Таджикистана в Пакистан в течение летних месяцев. Есть намерения сдать в эксплуатацию эту линию к 2025 году, в рамках которой предусматриваются варианты и переменного и постоянного тока.

Окончательный проект линии не был доступен на момент проведения исследования и в этой связи соединение было изображено в виде нагрузки в 1000 МВт на подстанцию Лолазор. Предполагается, что необходимая компенсация линии будет учитываться при проектировании линии. Данное предположение не будет влиять на объекты, рекомендованные в данном исследовании.

Рассматривается линия электропередач длиной в 550 км между Синьцзян, Китайской Народной Республикой и Рогунской ГЭС. Предполагается, что линия будет иметь пропускную способность 900 МВт и будет работать в течение летних месяцев. Это соединение была представлена в качестве нагрузки на Рогунскую ГЭС. Предполагается, что необходимая компенсация линии для поддержания напряжения на шине будет обеспечиваться в рамках данного проекта. Это предположение не влияет на объекты, рекомендуемых в данном исследовании.

7.3 ДАННЫЕ СЕТИ И РЕЛЕВАНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

7.3.1 Базисный поток электроэнергии

БТ предоставило 2 случая базисного потока электроэнергии в формате PSS[™] Е Один случай был образцом летнего режима работы, а другой был образцом работы в зимний период. Данные в этом файле содержали справедливое представление объектов генерации и передачи. Потокораспределение включало объекты передачи между 110 кВ и 500 кВ, соединённые с объектами в Узбекистане .

Эти потоки электроэнергии были с учетом построенной Рогунской ГЭС с высокой нагрузкой в Таджикистане. Нагрузки, указанные в файлах, имели некоторые проблемы, которые описаны в Приложении Е. Для разработки лучшего представления нагрузки был сделан и выполнен запрос для нагрузки на всех трансформаторах 110:35 кВ.

Исправленные данные нагрузки были добавлены в модель и были созданы летние и зимние случаи. Так как предоставленные данные по нагрузке были за 2012-2013 гг., для того чтобы представлять систему на 2014-15 гг, нагрузка на сеть была смоделирована, чтобы соответствовать данные по нагрузке. Нагрузка в летний период рассматривалась на уровне 80% от пиковой нагрузки, и распределение нагрузки между летними и зимними сценариями было сохранено. Разница в коэффициентах мощности и относительно загрузке в зимних и летних данных, которые были представлены в двух оригинальных файлах загрузки сохранена в данных случаях, а также для всех случаев показательных лет, использованных в данном исследовании.

При разработке плана расширения передачи, данные нагрузки являются типичной частью исходных данных. Диаграмма нагрузки в базисном потоке электроэнергии необходима для разработки плана, который продержится на протяжении разумного периода времени. Как и в случае с любым планом передачи, предположения должны периодически проверяться для удостоверения в том, что остальная часть плана является действительной. Пересмотр предположений по нагрузке, используемых в данном плане, должен проводиться довольно часто, т.е. через 2-3 года после внедрения плана, для удостоверения в том, что предположения по нагрузке все еще действительны. Таким образом, анализ нагрузки, выполненный в ГПРЭС, должен проверяться периодически, а результаты должны быть обновлены в моделях исследований для удостоверения в том, что результаты в плане передачи остаются действительными.

7.4 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

В этом разделе оценивается система БТ в 2014/15 гг. и определяются средства, необходимые для соответствия основным стандартам энергоснабжения. Анализ последствий аварий переменного тока был проведен в сети 2014/15 гг. для определения существующих проблем сети. Коррективные действия по смягчению предаварийного и послеаварийного напряжения и тепловых нарушений также перечислены в этом разделе.



7.4.1 Моделирование сети 2014 г

Была разработана модель планирования для 2014/15 года и использована в качестве точки отсчета для последующих исследований по планированию до 2039 года. Модель сети 2012 года была обновлена с целью включения каких либо продолжающихся или подтвержденных проектов по передаче. Затем были проанализированы 2 случая, представляющие нагрузку в летнее и зимнее время и генерацию для 2014/15 гг. В целях разработки конвергированной сети для 2014/15 гг. в системе были произведены некоторые корректировки и модификации.

Нагрузка системы была пересчитана до прогноза нагрузки 2014/15 гг. Общая нагрузка в системе для исследования этих двух случаев была предположена в размере 4 075 МВт для зимнего периода и 3 033 МВт для летнего периода.

График генерации для каждого сезона был модифицирован в соответствии с данными, предоставленными в Таблице 2-2 в Разделе 2.3 основного отчета. Все электростанции, которые в данный момент находятся в системе, были включены в модель.

7.4.2 N-0 (целостность системы)

Нагрузка на сеть в 2014/15 гг. привела к низкому напряжению при работе в установившемся режиме. Дополнительные шунтирующие устройства реактивной мощности были добавлены, чтобы получить приемлемый профиль системы без изменений напряжения. В зависимости от нагрузки в летний или зимний периоды меняются требования к реактивной мощности между северными и южными регионами. В летний период перепады напряжения преимущественно наблюдаются в Согдийской области, тогда как в зимний период перепады напряжения наблюдались в южной части страны. Список конденсаторов, необходимых для предоставления поддержки напряжения при условии целостности системы в каждом секторе представлен в Таблица 7-1.

Таблица 7-1: Конденсаторы в северной части страны

Подстанции (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
КНС	20
Узловая	100
Пролетарская	60
Ленинабад	20
Канибадам	30
Ашт	40
Айни	30
Рудаки	20
Итого	290

Для поддержки прогнозируемой на 2014/15 гг. нагрузки в северной части страны необходимо дополнительно 290 МВАр конденсаторов. Так как добавление конденсаторов на шинах низшего напряжения является более экономичным, то рекомендуется расположить как можно больше этих конденсаторов на фидерах 35,8 кВ на вышеуказанных подстанциях. Затраты, которые подробно описаны в настоящем отчете, основаны на автоматически включающихся шунтах, контролирующих шины 110 кВ. Основанием для рекомендации переключающихся статических конденсаторов является плохая видимость на шинах низшего напряжения.

При пиковых условиях нагрузки в зимний период, низкое напряжение наблюдается в южной части страны (Душанбе, Хатлонская область и РРП). Это возникает преимущественно из-за увеличения отопительной нагрузки в течение зимнего периода. Конденсаторы для поддержки напряжения рекомендуется установить на подстанции Джангал, в Гиссарском сталеплавильном заводе и на подстанции Тутак. В Таблица 7-2 перечислены конденсаторы, необходимые в данном секторе.

**Таблица 7-2: Конденсаторы в южной части страны**

Подстанции	Размер (МВАр)
Джангал	60
Гиссар	30
Тутак	60

7.4.3 Линии электропередач

При неизменных условиях работы системы наблюдалось, что некоторые линии электропередач были загружены выше своих номинальных значений параметра при работе в условиях аварийной ситуации (110%). Список перегруженных линий электропередач и процент перегрузки указаны в таблицах, представленных ниже. В Таблица 7-3 представлен список перегруженных линий 220 кВ, а в Таблица 7-4 представлен список перегруженных линий 110 кВ.

Таблица 7-3: Перегруженные линии 220 кВ (целостность системы)

Линии 220 кВ				
От шины подстанции	К шине подстанции	Загрузка (МВА)	Мощность линии (МВА)	Процент
Нурекская ГЭС	Ордженикидзебад (сегмент 1)	418,8	267	156,8
Нурекская ГЭС	Ордженикидзебад (сегмент 2)	366,7	276	132,8

Таблица 7-4: Перегруженные линии 110 кВ (целостность системы)

От шины подстанции	К шине подстанции	Загрузка (МВА)	Мощность линии (МВА)	Процент	Рекомендовано Номинальная мощность (МВА)
Джангал	Гиссар	90,1	75	120,1	125
Шурсай (двухцепная)	Ордженикидзебад (двухцепная)	83,7	75	111,7	125
Головная ГЭС	Ломоносова	87,6	75	116,8	125
Прядильная	Курган-Тюбе	137,1	75	182,8	125
Курган-Тюбе	Чапаева	123,9	75	165,2	125
Куляб	Хатлон (двухцепная)	96,2	75	128,2	125
Хатлон (двухцепная)	Сомони (двухцепная)	87,7	75	116,9	125
Бохтар	Сомони	95	75	126,6	125
Кайраккум (двухцепная)	Ленинабад (двухцепная)	126,6	75	168,8	125



7.4.4 Анализ последствий аварий N-1

Анализ последствий аварий был проведен на сети 2014/15 для проверки соответствия N-1 и определения термальных нарушений и нарушений напряжения как указано в критериях планирования. Исследованные непредвиденные обстоятельства включают однолинейное выключение, выход из строя трансформатора и потери генерации.

Существует 2 непредвиденных обстоятельства, которые привели к расходящимся решениям. Отключение линии 500 кВ Регар-Душанбе и отключение линии 500 кВ Душанбе-Согд привели к неконвергенции. Основная причина не-конвергентного решения связана с тем, что обе эти аварии разделили Таджикистан в электроэнергетическом плане на две области, при этом на севере страны не вырабатывается достаточно электроэнергии для поддержания надежной работы системы. Рекомендуемые меры по ослаблению воздействия подробно описаны в Приложении Е, и в основном заключаются в добавлении второй линии от Душанбе до Согдийской области.

Нарушения напряжения (ниже 0,9 pu) наблюдаются для некоторых из непредвиденных обстоятельств N-1. Когда же были обнаружены нарушения, из регулировки системы были определены подходящие способы смягчения их последствий, такие как регулировка трансформаторов/шунтирующих проводников.

Два основных непредвиденных обстоятельства, которые приводят к нарушению напряжения на нескольких шинах рассмотрены ниже.

В настоящее время в Рогун электроэнергия подается линией 220 кВ из Нурека. Имеется пара соединений 110 кВ с Ордженикидзабада. При потере линии 220 кВ в регионе наблюдается серьезная проблема недостаточного напряжения. Для смягчения нарушений напряжения и будущих термальных перегрузок рекомендуется иметь вторую линию 220 кВ между Нуреком и Рогун.

Линия 110 кВ с Прядильной до Курган-түбе с ответвлением в Чапаев в условиях целостности системы является перегруженной. Кроме того, потеря этой линии также приведет к нарушению напряжения на шинах Ай-Камар и Ляур. Модернизация проводника смягчит перегрузку целостности системы линии. Для смягчения этой перегрузки и поставарийного напряжения рекомендуется вторая линия между Прядильной и Курган-түбе.

При условиях N-1 имеются некоторые линии и трансформаторы, которые являются перегруженными. Трансформатор 500/220 кВ в Согдийской области (Худжанд), а также трансформатор 220/110 кВ в Джангале, Хатлонской области, Герани и Ордженикидзабаде максимально нагружены при условиях целостности системы. Таблица 7-5 представляет список рекомендуемых добавлений трансформаторов. В большинстве случаев были рекомендованы трансформаторы с такой же мощностью, что и мощность существующих трансформаторов.

**Таблица 7-5: Список рекомендуемых дополнительных трансформаторов**

От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основные обмотки МВА
Согд 220	Согд 220	1	500/220	500
Ордженикидзеабад 220	Ордженикидзеабад 110	3	220/110	250
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	3	220/110	150
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63

7.5 ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ «БЕЗ» РОГУНСКОЙ ГЭС

В этом разделе представлены данные о модернизации передачи и подстанций, необходимые для поддержки рассчитанной нагрузки и роста выработки до 2039 года. Предлагаемая сеть спроектирована, чтобы соответствовать требованиям N-1. Сценарий потокораспределения по каждому из 5 соответствующих лет был разработан на основе плана увеличения выработки и прогноза нагрузки. Используемый в этом разделе план увеличения выработки главным образом основан на строительстве ТЭС, расположенных в основном в Согдийской области.

Были разработаны два сценария, которые представляют сценарии нагрузки в зимний и летний периоды по каждому из репрезентативных годов. Кроме того, были также рассмотрены следующие объемы импорта и экспорта э/энергии.

- Импорт электроэнергии из Кыргызстана (455 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Пешавар (Пакистан) (1 300 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Синьцзян, Китай (900 МВт)
- Экспорт электроэнергии из Рагуна в Пешавар (1 000 МВт).

Доступность генерации варьируется в зависимости от времени года: в зимние месяцы, когда гидроэлектростанции вырабатывают меньше э/энергии и сильно возрастает нагрузка в связи с потребностью в отоплении, не так много э/энергии можно направлять в другие системы, как это бывает в летнее время. В силу этого объёмы экспорта значительно сокращаются. Тем не менее, система передачи спроектирована с учетом максимального производства э/энергии при максимальной нагрузке и максимальном экспорте, эти места самые загруженные в передающей.

Были выявлены объекты по передаче, необходимые для вывода э/энергии из новых электростанций. Исследования N-0 и N-1 были выполнены по каждому варианту для определения нарушений и модернизации/ресурсы передачи необходимые для обслуживания системы в целом и соответствие N-1 и рекомендуемые необходимые дополнения. Также были выполнены исследования чувствительности при условии, что максимальная выработка на юге и минимальная на севере и наоборот. План увеличения передачи спроектирован для обслуживания некоторых других сценариев по передаче.

На Рисунок 7-1 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках плана по увеличению выработки без Рогунской ГЭС.

Рекомендуется, чтобы номинальная мощность всех новых линий электропередач составляла 346 МВА для уровня 220 кВ, и 125 МВА - для уровня 110 кВ. Строительство новых линий предлагается только тогда, когда они необходимы для отвода из новых электростанций и когда повреждения невозможно уменьшить модернизацией.



Все новые подстанции 220 кВ и 110 кВ спроектированы по схеме с одной шиной и двумя выключателями, а подстанции 500 кВ спроектированы с выключателем и пол подстанции. Он согласуется с текущими практиками в ОАХК «Барки Точик». Для модернизации подстанции используется конфигурация шины как на существующей подстанции. На Рисунок 7-2 представлен пример предлагаемого проекта новых подстанций 220 кВ и 500 кВ.



Рисунок 7-1: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для планов без Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.)

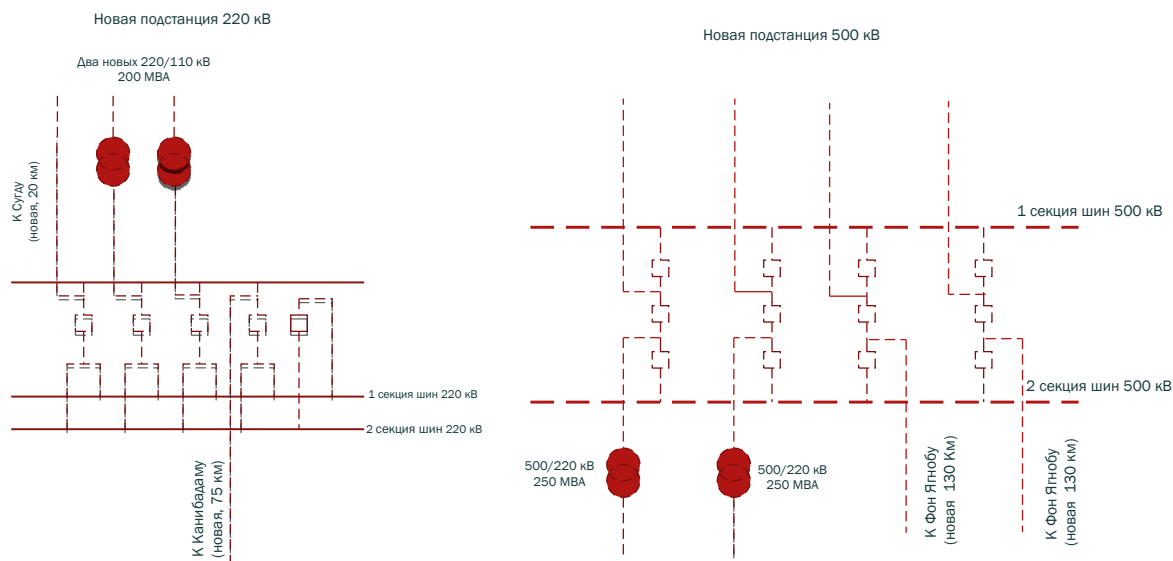


Рисунок 7-2: Вид новых подстанций 220 кВ и 500 кВ

7.5.1 Модернизации линий

В Таблица 7-6 представлен список линий, которые будут модернизированы в течение периода исследования. Обоснование каждого из этих дополнений приведено в Приложении Е.

Таблица 7-6: Список линий, которые необходимо модернизировать

От шины 110 кВ	До шины 110 кВ	Факт. ном. мощность (МВА)	Рекомендуемая мощность
2020			
Бустон	Заводская	75	125
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	75	125
Новая	Промышленная (Двухцепная)	75	125
Новая	Шахри (Двухцепная)	75	125
2025			
Джангал	Советская (Двухцепная 1)	75	125
Бохтар	Дангара	75	125
2030			
Северная	Восточная (Двухцепная)	75	125
Ордженикидзабад	КВЗ	75	125
Новая	Северная (Двухцепная)	75	125
2035			
Нурекская ГЭС	Себистон	276	346
Себистон	Лолазор	276	346
Нурекская ГЭС	Яван	276	346
2039			
Дангара	Амиршоев	75	125
Амиршоев	Ховалинг	75	125
Айни Б2	Айни А2	75	125



7.5.2 Линии электропередач

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети в период исследования. Обоснование добавления каждой из этих линий приведено в Приложении Е.

Список всех линий, необходимых к 2039 году, представлен в Таблица 7-7.

Таблица 7-7: Список линий для поддержки нагрузки и выработки

От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
2020					
Душанбе 500 кВ	Фон Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1
Сугд 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	130	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная 110 кВ	1	125	2	1
Чапаева 110 кВ	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1
2025					
Душанбе 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	2000	85	1
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	2
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80	
Новая 220 кВ	Душанбе 220 кВ	1	346	25	1
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	13	1
Джангал 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1
2030					
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	2
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15	1
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1
Гиссар 110 кВ	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	12	1
Джангал 110 кВ	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	8	1



От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
2035					
Нурекская ГЭС-2 220 кВ	Ордженикидзабад 220 кВ	1	346	47	1
2039					
Айни 220 кВ	Зидды 220 кВ	1	346	5	1
Рудаки 220 кВ	Зидды 220 кВ	1	346	5	1

7.5.3 Новые трансформаторы

В данном разделе кратко описаны дополнительные трансформаторы, необходимые для поддержки сети в период исследования. Обоснование добавления этих трансформаторов приведено в Приложении Е.

Список всех трансформаторов, необходимых к 2039 году, представлен в Таблица 7-8.

Таблица 7-8: Список новых трансформаторов, обслуживающих нагрузку

От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
2020				
Сангтуда 500*	Сангтуда 220	1	500/220	500
Согд 500	Согд 220	3	500/220	500
Ордженикидзабад 220	Ордженикидзабад 110	3	220/110	250
Новая 220	Новая 110	3	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	1	220/110	150
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Ленинабад 220	Ленинабад 110	1	220/110	200
Ленинабад 220	Ленинабад 110	2	220/110	200
2025				
Лолазор 500	Лолазор 220	1	500/220	200
Герань2 220	Герань5 110	4	220/110	63
Худжанд2 220	Худжанд5 110	3	220/110	125
Заво_220 220	Заводск5 110	1	220/110	200
Заво_220 220	Заводск5 110	2	220/110	200
2030				
Ордж-абад 220	Ордж-абад 110	3	220/110	250
Хатлон 220	Хатлон 110	4	220/110	125
Айни 220	Айни-В2 110	3	220/110	63
Заводская 220	Заводская 110	3	220/110	200
2035				



От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Душанбе 500	Душанбе 220	3	500/220	501
Рогун 220	Рогун 110	3	220/110	125
Узловая 220	Узловая 110	3	220/110	125
Канибадам 220,00	Канибадам 110	3	220/110	125
2039				
Новая 220	Новая 110	4	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	4	220/110	200
Канибадам 220	Канибадам 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	2	220/110	150

7.5.4 Дополнения конденсаторов

Когда сеть была разработана, были обнаружены некоторые нарушения с напряжением всей системы и дополнительные нарушения наблюдались в результате некоторых аварий. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список необходимых конденсаторов представлен в Таблица 7-9.

Таблица 7-9: Список конденсаторов, поддерживающих напряжение

Шина (110 кВ)	Размер (МВАр)
2020	
Дзержинская	140
Гиссар	60
Советская	40
Ломоносова	100
Ай-Канар	30
Дж.Руми5	40
Шугун	20
Октябрьский	20
2025	
Гиссар	80
Советская	10
Ай-Канар	10
Новая	60
Восе	20
Дагана	40
2030	
Ленинабад	50
Ай-Канар	10
Шугун 5	10
Октябрьский	10



Шина (110 кВ)	Размер (МВАр)
Новая	30
Восе	30
Дагана	30
2035	
Советская	20
Руми	40
Октябрьский	10
Новая	30
Ордженикидзабад	20
2039	
Ленинабад	50
Советская	10
Руми5	40
Октябрьский	20
Новая	120
Кызыл-Су	30
Джижикрут	10
Хатлон 220,00	20
Джангал	20
Восточная	100

7.6 ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ «С» РОГУНСКОЙ ГЭС

В этом разделе представлены данные о модернизации передачи и подстанций, необходимые для поддержки рассчитанной нагрузки и роста выработки до 2039 года для увеличения выработки с Рогунской ГЭС. Горизонт планирования разделен на 5 показательных лет: 2020, 2025, 2030, 2035 и 2039 гг. Объекты передачи, необходимые для поддержки системы для каждого из характерных лет представлены в данном разделе. Предлагаемая сеть спроектирована, чтобы соответствовать требованиям N-1.

Поток э/энергии в котором представлен каждый из 5 характерных лет был разработан на основе плана расширения генерации и прогноза нагрузки. План увеличения выработки, используемый в данном разделе, в основном основывается на разработке гидроэлектростанции в Рогуне и некотором количестве тепловой генерации в Согдийской области. Рогунская ГЭС большой гидроэнергетический проект мощностью 3 200 МВт после завершения.

Были разработаны два сценария, которые представляют сценарии нагрузки в зимний и летний периоды по каждому из репрезентативных годов. Кроме того, были также рассмотрены следующие объемы импорта и экспорта э/энергии.

- Импорт электроэнергии из Кыргызстана (455 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Пешавар (Пакистан) (1 300 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Синьцзян, Китай (900 МВт)
- Экспорт электроэнергии из ГЭС Рагуна в Пешавар (1 000 МВт).

Доступность генерации варьируется в зависимости от времени года, в зимние месяцы, когда гидроэлектростанции вырабатывают меньше э/энергии и сильно возрастает нагрузка в связи с



потребностью в отоплении, не так много э/энергии поступает в другие системы, как это бывает в летнее время. В связи с этим объемы экспорта значительно сократились. Тем не менее, система передачи спроектирована с учетом максимального производства э/энергии при максимальной нагрузке и максимальном экспорте, эти места самые загруженные в передающей.

На Рисунке Рисунок 7-3 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках плана по увеличению выработки с Рогунской ГЭС.

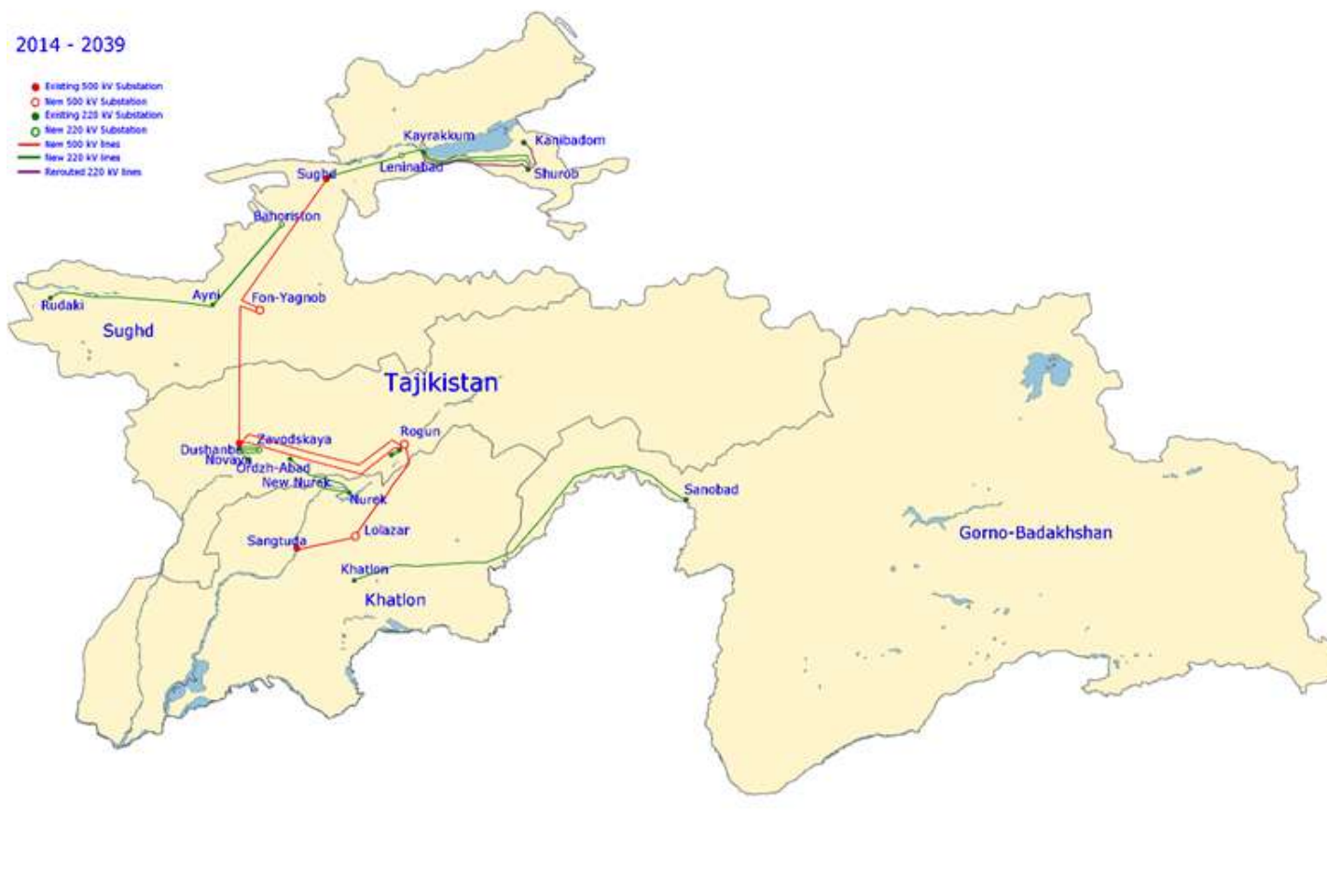


Рисунок 7-3: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана с Рогунской ГЭС

Были выявлены объекты по передаче, необходимые для вывода э/энергии из новых электростанций. Исследования N-0 и N-1 были выполнены по каждому варианту для определения нарушений и модернизации/ресурсы передачи необходимые для обслуживания системы в целом и соответствие N-1 и рекомендуемые необходимые дополнения. Также были выполнены исследования чувствительности при условии, что максимальная выработка на юге и минимальная на севере и наоборот. План увеличения передачи спроектирован для обслуживания некоторых других сценариев по передаче.

Рекомендуется, чтобы номинальная мощность всех новых линий электропередач составляла 346 МВА для уровня 220 кВ, и 125 МВА - для уровня 110 кВ. Строительство новых линий предлагается только тогда, когда они необходимы для вывода э/энергии из новых электростанций и когда нарушения невозможно уменьшить модернизацией передачи.

Все новые подстанции 220 кВ и 110 кВ спроектированы по схеме с одной шиной и двумя выключателями, а подстанции 500 кВ спроектированы с выключателем и пол подстанции. Он согласуется с текущими практиками в ОАХК «Барки Точик». Для модернизации подстанции используется конфигурация шины как на существующей подстанции. На Рисунок 7-4 представлен пример предлагаемого проекта новых подстанций 220 кВ и 500 кВ.

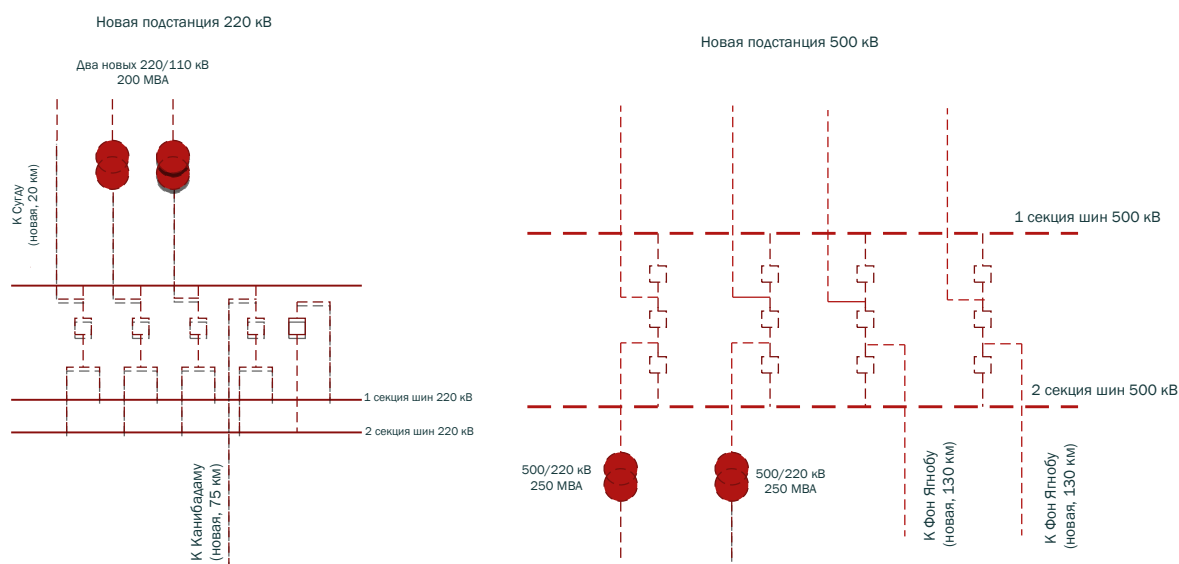


Рисунок 7-4: Вид новых подстанций 220 кВ и 500 кВ

7.6.1 Модернизации линий

В Таблица 7-10 представлен список линий, которые будут модернизированы в течение периода исследования. Обоснование каждого из этих дополнений приведено в Приложении Е.

Таблица 7-10: Список линий, которые необходимо модернизировать

От шины (110 кВ)	К шине (110 кВ)	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
2020			
Бустон	Заводская	75	125
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	75	125
Новая	Промышленная (Двухцепная)	75	125
Новая	Шахри (Двухцепная)	75	125



От шины (110 кВ)	К шине (110 кВ)	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
2025			
Джангал	Советская (Двухцепная 1)	75	125
Бохтар	Дангана	75	125
2030			
Северная	Восточная (Двухцепная)	75	125
Ордженикидзабад	КВЗ	75	125
Новая	Северная (Двухцепная)	75	125
2035			
Нурекская ГЭС	Себистон	276	346
Себистон	Лолазор	276	346
Нурекская ГЭС	Яван	276	346
2039			
Дангана	Амиршоев	75	125
Амиршоев	Ховалинг	75	125
Айни Б2	Айни А2	75	125

7.6.2 Линии электропередач

В данном разделе кратко описываются объекты линий электропередач и подстанций, необходимые для поддержки сети в период исследования. Обоснование добавления каждой из этих линий приведено в Приложении Е.

Список всех линий, необходимых к 2039 году, представлен в Таблица 7-11.

Таблица 7-11: Список линий для поддержки нагрузки и выработки

От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
2020					
Душанбе 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1
Фон-Ягноб 500 кВ	Сугд 500 кВ	2	2000	130	1
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	20	2
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная 110 кВ	1	125	2	1



От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Чапаева 110 кВ	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1
2025					
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	1	2000	100	2
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	2	2000	100	
Рогун 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	2000	100	1
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80	
Душанбе 220 кВ	Новая 220 кВ	1	346	25	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	1
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	1	346	5	2
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	2	346	5	
Бустон2 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Джангал 1100 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	12,6	1
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1
2030					
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	2
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15,1	1
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1
Джангал 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1
Гиссар 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	11,5	1
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	7,5	1
2035					
Нурекская ГЭС 220 кВ	Ордженикидзабад 220 кВ	1	346	47	1

7.6.3 Новые трансформаторы

В данном разделе кратко описаны дополнительные трансформаторы, необходимые для поддержки сети в период исследования. Обоснование добавления этих трансформаторов приведено в Приложении Е.

Список всех трансформаторов, необходимых к 2039 году, представлен в Таблице 7-12.



Таблица 7-12: Список новых трансформаторов, обслуживающих нагрузку

От шины, название	До шины, название	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2020				
Сангтуда 500	Сангтуда 220	1	500/220	500
Согд 500	Согд 220	3	500/220	500
Ордженикидзабад 220	Ордженикидзабад 110	3	220/110	250
Новая 220	Новая 110	3	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	1	220/110	150
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Ленинабад 220	Ленинабад 110	1	220/110	200
Ленинабад 220	Ленинабад 110	2	220/110	200
2025				
Рогун 500	Рогун 220	1	500/220	250
Рогун 500	Рогун 220	2	500/220	250
Лолазор 500	Лолазор 220	1	500/220	250
Герань 220	Герань 110	4	220/110	63
Худжанд 220	Худжанд 110	3	220/110	125
Заводская 220	Заводская 110	1	220/110	200
Заводская 220	Заводская 1100	2	220/110	200
2030				
Ордж-абад 220	Ордж-абад 110	3	220/110	250
Хатлон 220	Хатлон 110	4	220/110	125
Айни 220	Айни-В2 110	3	220/110	63
Заводская 220	Заводская 110	3	220/110	200
2035				
Душанбе 500	Душанбе 220	3	500/220	501
Рогун 220	Рогун 110	3	220/110	125
Узловая 220	Узловая 110	3	220/110	125
Канибадам 220,00	Канибадам 110	3	220/110	125
2039				
Новая 220	Новая 110	P	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	P1	220/110	200
Бустон 220	Бустон 110	P1	220/110	150

7.6.4 Дополнения конденсаторов

Когда сеть была разработана, были обнаружены некоторые нарушения с напряжением всей системы и дополнительные нарушения наблюдались в результате некоторых аварий. Для



уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список необходимых конденсаторов представлен в Таблица 7-13.

Таблица 7-13: Список конденсаторов, поддерживающих напряжение

Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
2020	
Новая	30
Дзержинская	140
Гиссар	100
Советская	30
Восе	30
Ломоносова	20
Ай-Канар	50
Руми	80
Шугну	20
Нау	20
Пролетарск	20
Ленинабад	60
Октябрьская	40
Кызыл-Су	10
2025	
Ломоносова	80
2030	
Новая	70
Советская	20
Шугну	10
Октябрьская	10
Дангана	10
2035	
Новая	20
Советская	10
Восе	10
Октябрьская	30
Кызыл-Су	10
Дангана	10
Ордженикидзабад	20
2039	
Новая	30
Гиссар	40
Советская	20
Восе	10
Руми	40
Кызыл-Су	10
Дангана	10



Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Ордженикидзабад	20
Джангал	20

7.7 ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ С УЧЕТОМ РАННЕЙ ВЫРАБОТКИ РОГУНСКОЙ ГЭС

В этом разделе представлены данные о модернизации передачи и подстанций, необходимые для поддержки рассчитанной нагрузки и роста выработки до 2039 года для расширения генерации с учетом ранней выработки Рогунской ГЭС. Горизонт планирования разделен на 5 показательных лет: 2020, 2025, 2030, 2035 и 2039 гг. Объекты передачи, необходимые для поддержки системы для каждого из характерных лет представлены в данном разделе. Предлагаемая сеть спроектирована, чтобы соответствовать требованиям N-1.

Поток э/энергии в котором представлен каждый из 5 характерных лет был разработан на основе плана расширения генерации и прогноза нагрузки. План увеличения выработки, используемый в данном разделе, в основном основывается на разработке гидроэлектростанции в Рогуне и некотором количестве тепловой генерации в Согдийской области. Рогунская ГЭС большой гидроэнергетический проект мощностью 3 200 МВт после завершения.

Были разработаны два сценария, которые представляют сценарии нагрузки в зимний и летний периоды по каждому из репрезентативных годов. Кроме того, были также рассмотрены следующие объемы импорта и экспорта э/энергии.

- Импорт электроэнергии из Кыргызстана (455 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Пешавар (Пакистан) (1 300 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Синьцзян, Китай (900 МВт)
- Экспорт электроэнергии из ГЭСРагуна в Пешавар (1 000 МВт).

Доступность генерации варьируется в зависимости от времени года, в зимние месяцы, когда гидроэлектростанции вырабатывают меньше э/энергии и сильно возрастает нагрузка в связи с потребностью в отоплении, не так много э/энергии поступает в другие системы, как это бывает в летнее время. В связи с этим объемы экспорта значительно сократились. Тем не менее, система передачи спроектирована с учетом максимального производства э/энергии при максимальной нагрузке и максимальном экспорте, эти места самые загруженные в передающей.

Были выявлены объекты по передаче, необходимые для вывода э/энергии из новых электростанций. Исследования N-0 и N-1 были выполнены по каждому варианту для определения нарушений и модернизации/ресурсы передачи необходимые для обслуживания системы в целом и соответствие N-1 и рекомендуемые необходимые дополнения. Также были выполнены исследования чувствительности при условии, что максимальная выработка на юге и минимальная на севере и наоборот. План увеличения передачи спроектирован для обслуживания некоторых других сценариев по передаче. На Рисунке Рисунок 7-5 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках плана по увеличению выработки с Рогунской ГЭС.

Рекомендуется, чтобы номинальная мощность всех новых линий электропередач составляла 346 МВА для уровня 220 кВ, и 125 МВА - для уровня 110 кВ. Строительство новых линий предлагается только тогда, когда они необходимы для вывода э/энергии из новых электростанций и когда нарушения невозможно уменьшить модернизацией передачи.

Все новые подстанции 220 кВ и 110 кВ спроектированы по схеме с одной шиной и двумя выключателями, а подстанции 500 кВ спроектированы с выключателем и пол подстанции. Он согласуется с текущими практиками в ОАХК «Барки Точик». Для модернизации подстанции используется конфигурация шины как на существующей подстанции. На Рисунок 7-2 представлен пример предлагаемого проекта новых подстанций 220 кВ и 500 кВ.



Рисунок 7-5: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС



7.7.1 Модернизации линий

В Таблица 7-14 представлен список линий, которые будут модернизированы в течение периода исследования. Обоснование каждого из этих дополнений приведено в Приложении Е.

Таблица 7-14: Список линий, которые необходимо модернизировать

От шины (110 кВ)	К шине (110 кВ)	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
2020			
Бустон	Заводская	75	125
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	75	125
Новая	Промышленная (Двухцепная)	75	125
Новая	Шахри (Двухцепная)	75	125
2025			
Джангал	Советская (Двухцепная 1)	75	125
Бохтар	Дангана	75	125
2030			
Северная	Восточная (Двухцепная)	75	125
Ордженикидзабад	КВЗ	75	125
Новая	Северная (Двухцепная)	75	125
2035			
Нурекская ГЭС	Себистон	276	346
Себистон	Лолазор	276	346
Нурекская ГЭС	Яван	276	346
2039			
Дангана	Амиршоев	75	125
Амиршоев	Ховалинг	75	125
Айни Б2	Айни А2	75	125

7.7.2 Линии электропередач

В данном разделе кратко описываются объекты линий электропередач и подстанций, необходимые для поддержки сети в период исследования. Обоснование добавления каждой из этих линий приведено в Приложении Е.

Список всех линий, необходимых к 2039 году, представлен в Таблица 7-15.

Таблица 7-15: Список линий для поддержки нагрузки и выработки

От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
2020					
Душанбе 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1
Фон-Ягноб 500 кВ	Сугд 500 кВ	2	2000	130	1



От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	1	2000	100	2
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	2	2000	100	
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	20	2
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	1	346	5	2
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	2	346	5	
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная 110 кВ	1	125	2	1
Чапаева 110 кВ	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1
2025					
Рогун 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	2000	100	1
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1
Душанбе 220 кВ	Новая 220 кВ	1	346	25	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Джангал 1100 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	13	1
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1
2030					
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	2
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15	1
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1
Джангал 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1
Гиссар 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	12	1
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	8	1
2035					
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80	
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1
Нурекская ГЭС 220 кВ	Ордженикидзабад 220 кВ	1	346	47,1	1



7.7.3 Новые трансформаторы

В данном разделе кратко описаны дополнительные трансформаторы, необходимые для поддержки сети в период исследования. Обоснование добавления этих трансформаторов приведено в Приложении Е.

Список всех трансформаторов, необходимых к 2039 году, представлен в Таблица 7-16.

Таблица 7-16: Список новых трансформаторов, обслуживающих нагрузку

От шины, название	До шины, название	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2020				
Сангтуда 500	Сангтуда 220	1	500/220	500
Согд 500	Согд 220	3	500/220	500
Ордженикидзабад 220	Ордженикидзабад 110	3	220/110	250
Новая 220	Новая 110	3	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	1	220/110	150
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Ленинабад 220	Ленинабад 110	1	220/110	200
Ленинабад 220	Ленинабад 110	2	220/110	200
2025				
Рогун 500	Рогун 220	1	500/220	250
Рогун 500	Рогун 220	2	500/220	250
Лолазор 500	Лолазор 220	1	500/220	250
Герань 220	Герань 110	4	220/110	63
Худжанд 220	Худжанд 110	3	220/110	125
Заводская 220	Заводская 110	1	220/110	200
Заводская 220	Заводская 1100	2	220/110	200
2030				
Ордж-абад 220	Ордж-абад 110	3	220/110	250
Хатлон 220	Хатлон 110	4	220/110	125
Айни 220	Айни-В2 110	3	220/110	63
Заводская 220	Заводская 110	3	220/110	200
2035				
Душанбе 500	Душанбе 220	3	500/220	501
Рогун 220	Рогун 110	3	220/110	125
Узловая 220	Узловая 110	3	220/110	125
Канибадам 220,00	Канибадам 110	3	220/110	125
2039				
Новая 220	Новая 110	P	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	P1	220/110	200
Бустон 220	Бустон 110	P1	220/110	150



7.7.4 Дополнения конденсаторов

Когда сеть была разработана, были обнаружены некоторые нарушения с напряжением всей системы и дополнительные нарушения наблюдались в результате некоторых аварий. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список необходимых конденсаторов представлен в Таблица 7-17.

Таблица 7-17: Список конденсаторов, поддерживающих напряжение

Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
2020	
Новая	30
Дзержинская	140
Гиссар	100
Советская	30
Восе	30
Ломоносова	20
Ай-Канар	50
Руми	80
Шугну	20
Нау	20
Пролетарск	20
Ленинабад	60
Октябрьская	40
Кызыл-Су	10
2025	
Ломоносова	80
2030	
Новая	70
Советская	20
Шугну	10
Октябрьская	10
Дангана	10
2035	
Новая	20
Советская	10
Восе	10
Октябрьская	30
Кызыл-Су	10
Дангана	10
Ордженикидзабад	20
2039	
Новая	30
Гиссар	40



Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Советская	20
Восе	10
Руми	40
Кызыл-Су	10
Дангана	10
Ордженикидзабад	20
Джангал	20

7.8 СРАВНЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПЕРЕДАЧИ

В данном разделе приводятся сравнения и особенности отличия между двумя планами увеличения передачи, которые представлены в предыдущих разделах. Рекомендуемые объекты передачи для каждого варианта по выработке распределены по категориям, которые необходимы для пропуска э/энергии, и которые необходимы для обслуживания нагрузки. Линии электропередачи для вывода э/энергии различные в обоих планах из-за различия в географическом месторасположении электростанций в обоих планах по увеличению выработки. Тем не менее, линии необходимые для выдерживания роста нагрузки и соответствия с требованиями N-1 в основном те же самые в обоих вариантах. Это потому, что график нагрузки используемый в обоих вариантах одинаковый.

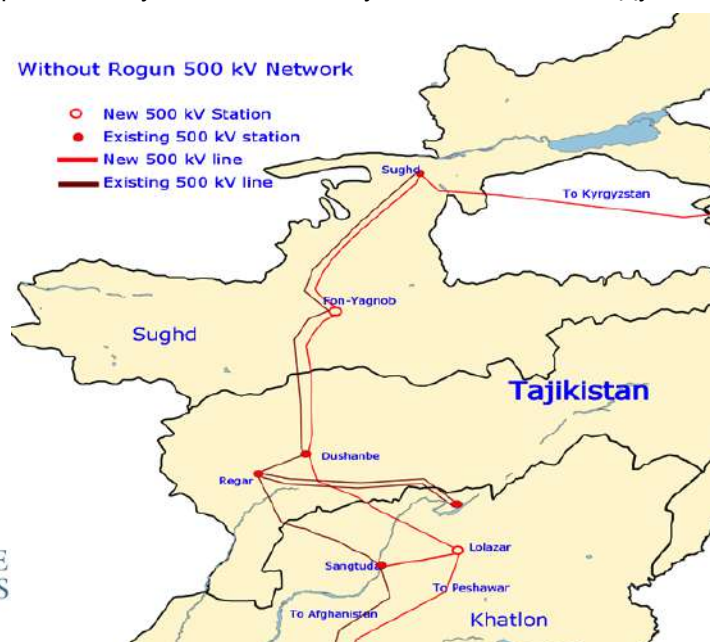
Есть линии, которые отличаются в каждом варианте. Эти линии добавлены как специальное обеспечение при аварийной ситуации для каждого варианта. Это может быть связано с разницей в передаче мощности из-за различного географического распределения выработки в каждом плане. Ниже указаны линии, которые отличаются в каждом варианте.

7.8.1 Линия Душанбе-Сангтуда 500 кВ и Рогун-Сангтуда 500 кВ

Линия Душанбе-Сангтуда 500 кВ рекомендуется для варианта без Рогунской ГЭС и линия Рогун-Сангтуда рекомендуется для варианта с Рогунской ГЭС.

В плане/варианте без Рогунской ГЭС новые электростанции сосредоточены в Согдийской области. Так как нагрузка увеличится с 2015 по 2039 гг. поток э/энергии между двумя основными регионами изменит направление с преобладающим потоком с севера на юг. Э/энергия из Согдийской области передается в Душанбе по линии 500 кВ между двумя районами, которая затем распределяется по Душанбе, а излишек э/энергии передается в Сангтуду на экспорт.

При увеличении производства э/энергии (план без Рогунской ГЭС) сосредоточена на севере, линии Душанбе-Регар и Регар-Сангтуда 500 кВ стала основным путем для передачи э/энергии. Выход из строя любой линии, особенно при условии низкой нагрузки станет причиной нестабильности энергосети в Таджикистане. Вторая линия необходима для предоставления поддержки при аварийной ситуации. Рекомендуется линия 500 кВ Душанбе-Сангтуда так как она обеспечивает аварийной касательно одной из двух Сангтуда или Рисунке Рисунок рекомендуемая варианта без



поддержку при аварийной ситуации выхода из строя линий (Регар-Регар-Душанбе). На 7-6 указаны сеть 500 кВ для Рогунской ГЭС

Рисунок 7-6: Сеть 500 кВ план без Рогунской ГЭС

В плане с Рогунской ГЭС производство э/энергии в основном сосредоточено на юге, а передача э/энергии в основном с севера на юг. С запуском Рогунской гидроэлектростанции, он станет основным источником э/энергии как для экспорта так и для местного электроснабжения. Рекомендуется прямая линия между Рогуном и Сангтудой для содействия в экспорте э/энергии. Данная линия также предоставит поддержку при аварийной ситуации после выхода из строя линии Регар-Сангтуда и Регар-Душанбе. В этом варианте нет необходимости в линии Душанбе-Сангтуда. На Рисунке Рисунок 7-7 указана рекомендуемая сеть 500 кВ для варианта с Рогунской ГЭС

**Рисунок 7-7: Сеть 500 кВ план с Рогунской ГЭС**

7.8.2 Потери

Потери передачи подлежат уточнению в случае пиковой нагрузки с максимальной выработкой и максимальным экспортом. Он представляет наихудший случай потери при передаче. Общие потери передачи в обоих случаях составляют 3-4%. Потери передачи для обоих планов без и с Рогунской ГЭС представлены в Таблица 7-18.



Таблица 7-18: Потери передачи (МВт)

План	Год				
	2020	2025	2031	2035	2039
Без Рогунской ГЭС	142,2	149,5	189,9	228,7	276,2
С Рогунской ГЭС	146,2	134,3	194,4	276,5	326,4
Ранний ввод Рогунской ГЭС	140,8	148,4	202,6	270,1	326,7

В Таблица 7-19 представлены объёмы потерь при передаче по каждому плану выработки. Эти величины были выведены на основе значений мощности и энергии, указанных в разделе 4.2.10.

Таблица 7-19: Объёмы потерь при передаче

Год	С Рогунской ГЭС			Без Рогунской ГЭС			Ранний ввод Рогунской ГЭС		
	Потери		Стоимость потерь (млн. дол. США)	Потери		Стоимость потерь (млн. дол. США)	Потери		Стоимость потерь (млн. дол. США)
	Мощность (МВт)	Энергия (ГВтч)		Мощность (МВт)	Энергия (ГВтч)		Мощность (МВт)	Энергия (ГВтч)	
2020	142,2	537,5	44,65	146,2	552,7	45,91	140,8	532,2	44,21
2021	143,7	543,1	45,11	143,8	543,7	45,16	142,3	538,0	44,69
2022	145,1	548,6	45,57	141,4	534,7	44,41	143,8	543,7	45,17
2023	146,6	554,1	46,03	139,1	525,7	43,67	145,4	549,5	45,64
2024	148,0	559,6	46,49	136,7	516,7	42,92	146,9	555,2	46,12
2025	149,5	565,1	46,94	134,3	507,7	42,17	148,4	561,0	46,60
2026	157,6	595,7	49,48	146,3	553,1	45,95	159,2	601,9	50,00
2027	165,7	626,2	52,02	158,3	598,5	49,72	170,1	642,9	53,41
2028	173,7	656,8	54,56	170,4	644,0	53,49	180,9	683,9	56,81
2029	181,8	687,3	57,09	182,4	689,4	57,27	191,8	724,9	60,21
2030	189,9	717,8	59,63	194,4	734,9	61,04	202,6	765,9	63,62
2031	197,7	747,2	62,07	210,2	794,7	66,01	216,1	816,9	67,86
2032	205,4	776,5	64,50	226,0	854,5	70,98	229,6	867,9	72,10
2033	213,2	805,8	66,94	241,9	914,3	75,95	243,1	918,9	76,33
2034	220,9	835,2	69,38	257,7	974,1	80,91	256,6	970,0	80,57
2035	228,7	864,5	71,81	273,5	1033,9	85,88	270,1	1021,0	84,81
2036	240,6	909,4	75,54	286,7	1083,9	90,03	284,3	1074,5	89,26
2037	252,5	954,3	79,27	300,0	1133,8	94,19	298,4	1128,0	93,70
2038	264,3	999,2	83,00	313,2	1183,8	98,34	312,6	1181,5	98,14
2039	276,2	1044,1	86,73	326,4	1233,8	102,49	326,7	1235,0	102,59

7.9 СТОИМОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ СЕТИ

В данном разделе кратко изложены вся модернизация передачи предлагаемого плана без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС, представлена смета затрат связанная с каждым компонентом. Стоимость модернизации разделена по категориям на:

- Стоимость передающих линий
- Стоимость подстанций
- Стоимость поперечной компенсации
- Стоимость замены проводов на линии.



7.9.1 Себестоимость единицы линий электропередачи

7.9.1.1 Линии электропередач

Стоимость линий была оценена при условии, что тип провода аналогичного тому, который в настоящее время используется в Таджикистане. Стоимость строительства линий изменяется в зависимости от местности. Поскольку нет никакой информации о трассе и характере местности, по которой проходят эти линии. Предполагалось, что 25% каждой линии проходит через горы и оставшаяся 75% проходит через долины. Неизвестная длина линий была получена путем измерения расстояния между двумя точками с использованием Google Maps. Предполагается, что у новых линий один и тот же МВА, что и у самой высокой номинальной мощности, доступной для линий на каждом уровне напряжения в текущей системе. Стандартный коэффициент учёта затрат для питания новой сети и строительство указаны в Таблице Таблица 7-20.

Таблица 7-20: Стандартные коэффициенты затрат для новой линии электропередач

Коэффициент расчёта затрат для поставки и строительства новой линии (СИГРЭ ВГ 22.09 - Общий проект)						
Материалы	Строительство	Приблизительные материальные затраты на составляющие детали				
		Башни	Провод	Основание	Изоляторы	Грозозащитный провод
64%	36%	36%	33%	19%	8%	3%

Удельные издержки для линии электропередач на различных уровнях напряжения представлены в Таблица 7-22

Таблица 7-21: Удельные издержки линий электропередач

Местность	Капитальные затраты на линии электропередач (дол. США/км)			
	500 кВ	Двухцепная линия 220 кВ	Одноцепная линия 220 кВ	Одноцепная линия 110 кВ
Горы	750 тыс. дол. США	405 тыс. дол. США	300 тыс. дол. США	225 тыс. дол. США
Долина	570 тыс. дол. США	300 тыс. дол. США	225 тыс. дол. США	165 тыс. дол. США

7.9.1.2 Стоимость подстанций

Стоимость каждой подстанции рассчитывалась с учетом схемы с одним выключателем и двойной системой шин для всех подстанций 110 кВ и 220 кВ. Она соответствует существующим подстанциям в Таджикистане. Для всех подстанций 500 кВ стоимость рассчитывалась исходя из схемы с тремя блоками выключателей (полуторная схема выключателя).

В Таблица 7-22 представлена предполагаемая стоимость подстанции. Блок с одним выключателем состоит из стоимости закладки фундамента, стали, проводников и изоляторов. Предполагается, что у каждой схемы выключателя будет три трансформатора тока и два разъединителя Концевая заделка деталей состоит из предполагаемой стоимости для трех трансформаторов напряжения и одного разъединителя или диэлектрика.

Таблица 7-22: Приблизительная стоимость оборудования подстанции

Приблизительная стоимость оборудования			
Единицы оборудования	500 кВ	220 кВ	110 кВ



Площадка с одним выключателем	200 000 дол. США	100 000 дол. США	75 000 дол. США
Выключатель+трансформатор тока+разъединители	950 000 дол. США	490 000 дол. США	225 000 дол. США
Концевое устройство детали (MOD + трансформаторы напряжения)	225 000 дол. США	120 000 дол. США	95 000 дол. США
Рабочая сила и техническая разработка	618 750 дол. США	319 500 дол. США	177 750 дол. США

Ориентировочная стоимость трансформатора, используемая в определении стоимости подстанции, представлена в Таблица 7-23.

Таблица 7-23: Стоимость трансформатора

Мощность трансформатора	Стоимость
500 МВА	4 000 000 дол. США
250 МВА	2 000 000 дол. США
200 МВА	1 500 000 дол. США
150 МВА	1 125 000 дол. США
63 МВА	472 500 дол. США

7.9.1.3 Прочие расходы

Рекомендуемые конденсаторы - это переключаемые конденсаторы и стоимость была рассчитана примерно в 14 дол. США за КВар на уровне 13,8 кВ.

Для настоящего исследования предполагается, что ежегодные затраты на эксплуатацию и ремонт будут составлять 1,5% в год от общего объема капитальных вложений для каждой единицы оборудования. Нельзя не отметить, что для эксплуатации и технического обслуживания передающих линий требуется низкий процент, тогда как для оборудования подстанции требуется более высокий процент, таким образом, выбранное значение представляет среднюю величину по всему передающему оборудованию.

7.9.2 Стоимость прироста сети для увеличения выработки с Рогунской ГЭС и без Рогунской ГЭС

В Приложении Е в деталях представлена стоимость добавления каждой линии электропередач, каждой подстанции и батарей конденсаторов, добавляемых в систему в период с 2015 по 2039 гг.

В Таблице 7-24 представлены общие затраты на дополнения передачи, необходимые для вывода генерации и удовлетворения спроса в рамках плана выработки без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС.



Таблица 7-24: Обзор затрат передачи

№	Без Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	С Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	Ранний ввод Рогунской ГЭС (млн. дол. США)
Стоимость передающих линий	478,56	588,60	588,60
Стоимость подстанций	213,47	224,86	224,86
Стоимость конденсаторов	25,90	22,40	22,40
Стоимость модернизации линий	17,80	17,80	17,80
Общая стоимость	735.73	853.66	853.66

Основное различие в стоимости между двумя вариантами может быть связано с разницей в графике генерации в двух планах. Стоимость плана с Рогунской ГЭС выше из-за того, что в нем больше линий 500 кВ по сравнению с планом без Рогунской ГЭС.



8. ОБЩАЯ СТОИМОСТЬ И ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН

8.1 ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Экономический анализ плана расширения генерации представлен в Разделе 6, а затраты, связанные с требованиями передачи для выбранных планов расширения представлены в Разделе 7. Данный раздел представляет экономический анализ для планов расширения объединенных систем генерации и передачи на основе СТВ для двух компонентов (генерации и передачи). СТВ для планов расширения генерации были определены на основе результатов программного обеспечения GENISM, а СТВ для дополнений передачи (линий и подстанций), связанное с выбранной последовательностью расширения генерации было получено по результатам табличных вычислений с учетом сроков дополнений передачи и включает в себя капитальные вложения, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание и значение потерь.

СТВ стоимости передачи составляет примерно 13% от общей стоимости для обоих вариантов генерации; без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС и необходимо отметить, что общее СТВ передачи схоже для обоих вариантов генерации.

Данный раздел также представляет инвестиционный план на экономических и финансовых условиях для расширения систем генерации и передачи для двух выбранных планов с наименьшими издержками, без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС. Капитальные затраты указаны для совместного оборудования генерации и передачи каждого года.

8.2 СУММАРНЫЕ ЗАТРАТЫ ПЛАНОВ РАСШИРЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2 выбранных плана расширения системы генерации с наименьшими затратами и их сопутствующие затраты были рассмотрены в Разделе 6, а соответствующие планы расширения системы передачи и из затраты были описаны в Разделе 7. Таблица 8-1 представляет СТВ всей системы в долларовом исчислении на 2015 год, т.е. объединение затрат генерации и передачи. Для удобства поиска и сравнения стоимость для генерации и передачи разложена в таблицы по трем временным рамкам, горизонту планирования (период в 25 лет с 2015 г. по 2039 г.), периоду конечного результата (период в 20 лет с 2040 г. по 2059 г.) и периоду исследования (период в 45 лет с 2015 г. по 2059 г.).

Таблица 8-1: Общая стоимость системы

Компонент	Сроки	Суммарная текущая величина (млн. дол. США)		
		Вариант		
		Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС
Выработка	Период планирования	5 516,4	5 370,6	5 351,2
	Конечный результат	1 122,3	932,4	904,6
	Подитог	6 638,7	6 303,0	6 255,8
Передача	Период планирования	729,2	809,1	805,9
	Конечный результат	141,6	153,3	153,3
	Подитог	870,8	962,4	959,2
Система, вместе	Период планирования	6 245,6	6 179,7	6 157,1
	Конечный результат	1 263,9	1 085,7	1 057,9
	Итого	7 509,5	7 265,4	7 215,0

Из Таблица 8-1 можно увидеть, что СТВ для выбранного плана расширения системы без Рогунской ГЭС составляет примерно 7 509 млн. дол. США, тогда как для плана с Рогунской ГЭС - примерно 7 265,4 млн. дол. США и для плана с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС - 7 215. Разница составляет примерно 2 448 млн. дол. США и 294 млн. дол. США между планом без Рогунской ГЭС и планом с Рогунской ГЭС и планом с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС



соответственно. Также следует отметить, что затраты на передачу в рамках планов с Рогунской ГЭС выше примерно на 90 млн. дол. США или на 10% больше стоимости плана без Рогунской ГЭС. Таким образом, можно сделать вывод, что аргументы/обсуждения, представленные в Разделе 6 для системы генерации эффективны также и для всей системы и дополнение затрат расширения передачи не влияют на результат вариантов расширения генерации.

8.3 Подход и предположения для инвестиционных планов

Было предположено, что все инвестиции по инвестиционным проектам для объектов генерации и передачи будут произведены до ввода в эксплуатацию оборудования.

При расчете годовых инвестиционных потребностей общие капиталовложения объектов генерации были преобразованы в годовые денежные потоки на основе графика денежных расходов, представленного в Таблице 4-1 для тепловых станций и ГЭС, кроме Рогунской ГЭС) и в Таблица 5-2 и Таблица 5-3 (для Рогунской ГЭС и для раннего ввода Рогунской ГЭС). Было отмечено, что общие капитальные издержки включают расходы на разработку, закупку и строительство, затраты владельца, финансовые издержки включая комиссионные и затраты на вывод из эксплуатации. Эти денежные потоки считаются обоснованными и соответствуют промышленным стандартам.

Капитальные вложения для объектов передачи, представленные в Разделе 7 преобразованы в годовые денежные потоки. За исключением некоторых линий электропередач, капитальные вложения для объектов передачи (линий, подстанций или конденсаторов) будут произведены за год до ввода в эксплуатацию. Касательно линий электропередач длиной более 100 км было предположено, что капитальные вложения будут равномерно произведены в течение 2 лет.

Годовая потребность в использовании средств на основе постоянных экономических издержек была определена путем добавления годовых инвестиционных потребностей каждого проекта и таким образом, путем получения потока годовых затрат. Затем они были преобразованы в финансовые потребности путем применения серии факторов, зависящих от финансового анализа. Эти факторы были приняты следующим образом:

- Как описано в Разделе 4.5, гидроэнергетические объекты были освобождены от таможенных пошлин и НДС.
- В течение периода исследования был предположен уровень инфляции в 3%.

Следует отметить, что это представляет количество денег, необходимых каждый год в течение периода исследования для каждого проекта, и для того, чтобы определить, сколько стоит каждый проект в финансовых терминах, необходимо добавить процент в период строительства по кредитам, полученным для финансирования проектов для определения общей стоимости отдельного проекта.

8.4 ПОТРЕБНОСТИ В ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНВЕСТИЦИЯХ ВЫБРАННЫХ ПЛАНОВ РАСШИРЕНИЯ

Годовые капитальные издержки для каждого объекта генерации и передачи были добавлены в течение периода исследования и указаны в данном разделе. Они выражены в экономических издержках и схожи с теми, которые используются в анализе, описанном в Разделах 6 и 7.

8.4.1 План «без» Рогунской ГЭС

Таблица 8-2 представляет годовые инвестиционные потребности в экономическом термине для плана расширения без Рогунской ГЭС. На этой таблице можно видеть следующее:

- Общая инвестиционная потребность в течение периода исследования составляет примерно 6 822 млн. дол. США, включая 6 086 млн. дол. США для генерации, 496 млн. дол. США для передачи и 240 млн. дол. США для подстанций. Это значит, что на новые объекты генерации приходится приблизительно 89% от общих инвестиционных потребностей системы.
- Потребности в капитале до 2025 г. составляют 3 905 млн. дол. США или 57% общей потребности в течение 25 лет.
- Годовая потребность в наличных средствах для генерации варьируется от 0,0 млн. дол. США в 2038 г. до 492 млн. дол. США в 2018 г. Каждый год, за исключением последнего



года исследования 2039 г. имеет потребности в капитале. Данный анализ не принимает во внимание новые объекты, необходимые после горизонта исследования.

- Годовая потребность в наличных средствах для передачи включая линии и подстанций варьируется от 0 до 195 млн. дол. США в 2018 г.
- Максимальная объединенная годовая потребность в капитале составляет 703 млн. дол. США в 2017 г., а в 2018 г. - 6 365 млн. дол. США.

8.4.2 План «с» Рогунской ГЭС

Таблица 8-3 представляет годовые инвестиционные потребности в экономическом термине для плана расширения с Рогунской ГЭС. На этой таблице можно видеть следующее:

- Общая инвестиционная потребность в течение периода исследования составит примерно 9 233 млн. дол. США, включая 8 380 млн. дол. США для генерации, 606 млн. дол. США для передачи и 247 млн. дол. США для подстанций. Это значит, что на новые объекты генерации приходится более 90% от общих инвестиционных потребностей системы.
- Потребности в капитале до 2025 г. составляют 6 811 млн. дол. США или 73% общей потребности в течение 25 лет.
- Годовая потребность в наличных средствах для генерации варьируется от 0 до 768 млн. дол. США в 2024 г., за год до ввода в эксплуатацию двух первых агрегатов на Рогунской ГЭС.
- Годовая потребность в наличных средствах для передачи будет варьироваться от 0 до 192 млн. дол. США в 2017 г.
- Максимальная объединенная годовая потребность в капитале составляет 942 млн. дол. США в 2024 г., а в 2023 г. - 782 млн. дол. США.

8.4.3 План с ранним вводом Рогунской ГЭС

Таблица 8-4 представляет годовые инвестиционные потребности в экономическом термине для плана расширения с Рогунской ГЭС. На этой таблице можно видеть следующее:

- Общая инвестиционная потребность в течение периода исследования составит примерно 9 233 млн. дол. США, включая 8 380 млн. дол. США для генерации, 606 млн. дол. США для передачи и 247 млн. дол. США для подстанций. Это значит, что на новые объекты генерации приходится более 90% от общих инвестиционных потребностей системы.
- Потребности в капитале до 2025 г. составят 7,54 млн. дол. США или 82% общей потребности в течение 25 лет.
- Годовая потребность в наличных средствах для генерации будет варьироваться от 0 до 792 млн. дол. США в 2019 г., в год ввода в эксплуатацию первых двух агрегатов на Рогунской ГЭС.
- Годовая потребность в наличных средствах для передачи будет варьироваться от 0 до 244 млн. дол. США в 2017 г.
- Максимальная совокупная годовая потребность в капитале составит 1 017 млн. дол. США в 2017 г., а в 2018 г. - 963 млн. дол. США.

8.5 ФИНАНСОВАЯ ПОТРЕБНОСТЬ ВЫБРАННЫХ ПЛАНОВ РАСШИРЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ И ПЕРЕДАЧИ

Годовые капитальные издержки для каждого объекта генерации и передачи в пересчете на финансовые затраты были добавлены в течение периода исследования и указаны в данном разделе. Финансовые затраты были получены из экономических затрат путем применения факторов, перечисленных в Разделе 8.3.



8.5.1 План «без» Рогунской ГЭС

Таблица 8-5 представляет годовые инвестиционные потребности в экономическом термине для плана расширения без Рогунской ГЭС. На этой таблице можно видеть следующее:

- Общая инвестиционная потребность в течение периода исследования составляет примерно 10 387 млн. дол. США, включая 9 350 млн. дол. США для генерации, 675 млн. дол. США для передачи и 362 млн. дол. США для подстанций. Это значит, что на новые объекты генерации приходится более 90% от общих инвестиционных потребностей системы.
- Потребности в капитале до 2025 г. составляют 4 932 млн. дол. США или приблизительно 47% общей потребности в течение 25 лет.
- Годовая потребность в наличных средствах для генерации варьируется от 0,0 млн. дол. США в 2038 г. до 613 млн. дол. США в 2017 г.
- Годовая потребность в наличных средствах для передачи варьируется от 0 до 238 млн. дол. США в 2017 г.
- Максимальная объединенная годовая потребность в капитале составляет 851 млн. дол. США в 2017 г., а в 2018 г. - 793 млн. дол. США.

8.5.2 План «с» Рогунской ГЭС

В Таблица 8-6 представлены годовые инвестиционные потребности в финансовом выражении для плана расширения с Рогунской ГЭС. На этой таблице можно видеть следующее:

- Общая инвестиционная потребность в течение периода исследования составит примерно 12 501 млн. дол. США, включая 11 314 млн. дол. США для генерации, 826 млн. дол. США для передачи и 361 млн. дол. США для подстанций. Стоимость новых объектов генерации составляет более 90% от общих инвестиционных потребностей системы.
- Потребности в капитале до 2025 г. составляют 8 658 млн. дол. США или более 69% общей потребности в течение 25 лет.
- Годовая потребность в наличных средствах для генерации варьируется от 0 до 1 025 млн. дол. США в 2024 г.
- Годовая потребность в наличных средствах для передачи варьируется от 0 до 234 млн. дол. США в 2017 г.
- Максимальная объединенная годовая потребность в капитале составляет 1 286 млн. дол. США в 2024 г., а в 2023 г. - 1 280 млн. дол. США.

8.5.3 План с ранним вводом Рогунской ГЭС

В Таблица 8-7 представлены годовые инвестиционные потребности в финансовом выражении для плана расширения с Рогунской ГЭС. На этой таблице можно видеть следующее:

- Общая инвестиционная потребность в течение периода исследования составит примерно 12 145 млн. дол. США, включая 11 929 млн. дол. США для генерации, 856 млн. дол. США для передачи и 359 млн. дол. США для подстанций. Стоимость новых объектов генерации составляет более 90% от общих инвестиционных потребностей системы.
- Потребности в капитале до 2025 г. составляют 9 167 млн. дол. США или более 75% общей потребности в течение 25 лет.
- Годовая потребность в наличных средствах для генерации варьируется от 0 до 928 млн. дол. США в 2019 г.
- Годовая потребность в наличных средствах для передачи варьируется от 0 до 298 млн. дол. США в 2017 г.
- Максимальная объединенная годовая потребность в капитале составит 1 188 млн. дол. США в 2017 г., а в 2018 г. - 1 155 млн. дол. США.



8.6 СРАВНЕНИЕ ИЗДЕРЖЕК ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Годовые издержки капиталовложений на основе экономических и финансовых затрат для трёх выбранных планов расширения были представлены на Таблица 8-2 и Таблица 8-7. Значения этих таблиц графически представлены на Рисунок 8-1 и Рисунок 8-2. Первый рисунок представляет годовые издержки капиталовложений, в второй рисунок показывает нарастающие капиталовложения.

Значения, представленные в Рисунок 8-1 - Рисунок 8-4 показывают, что план расширения без Рогунской ГЭС требует меньших капиталовложений. Однако, отмечено, что результатом этого плана будут более высокие затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание и затраты на топливо, чем в планах с Рогунской ГЭС.

В экономическом выражении, для планов с Рогунской ГЭС требуется на 2 411 млн. дол. США больше капиталовложений, чем в плане без Рогунской ГЭС, тогда как сопоставимое значение в финансовом выражении составляет 2 113 млн. дол. США.

8.7 ПРОГРАММА ОСНОВНЫХ РАБОТ

В Таблица 8-5 - Таблица 8-7 представлен список проектов в рамках трёх выбранных планов расширения системы (без Рогунской ГЭС, с Рогунской ГЭС и с ранним вводом Рогунской ГЭС). Таблицы также представляют ожидаемую продолжительность каждого проекта, так как предполагалось, что проект вступит в действие вслед за последним годом, в котором ему потребуется капиталовложение.

Все выбранные планы расширения включали 2 малых ГЭС. Капиталовложения по этим двум электростанциям не были включены, так как затраты для этих двух электростанций являются сайт-специфичными и они не были предоставлены исследовательской группе и, кроме того, эти затраты обычно малы и многократно являются частью грантов, предоставляемых по взаимной помощи.

В общей сложности, для сценариев расширения без Рогунской ГЭС имеется 25 дополнительных генерирующих мощностей. Тем не менее, одно из них рассматривает программу энергоэффективности, другое - вывод из эксплуатации Рогунской ГЭС, а третье - строительство объектов для обеспечения защиты от Расчетного максимального наводнения. В первые 10 лет существует необходимость завершения реконструкции всех существующих ГЭС и добавления следующих объектов генерации:

- Две ТЭЦ, работающие на угле, мощностью 150 МВт
- Две новые ГЭС
- 2 ветряные электростанции
- 5 солнечных электростанций
- 2 электростанции, работающие на угле, мощностью 150 МВт
- 3 электростанции, работающие на угле, мощностью 350 МВт

В рамках сценариев расширения без Рогунской ГЭС, в общей сложности, в течение периода исследования требуется 31 проектов ЛЭП и 45 проектов подстанций. Из них в первые 10 лет (до 2025 г.) необходимы 22 проекта ЛЭП и 37 проектов подстанций.

В рамках сценариев расширения с ранней выработки Рогунской ГЭС, в общей сложности, представлено 19 дополнительных генерирующих мощностей, при этом 1 из сценариев составлен с учётом программы энергоэффективности. В первые 10 лет существует необходимость завершения реконструкции всех существующих ГЭС и добавления следующих объектов генерации:

- Две ТЭЦ, работающие на угле, мощностью 150 МВт
- Две новые ГЭС
- 2 ветряные электростанции
- 5 солнечных электростанций



- 2 электростанции, работающие на угле, мощностью 150 МВт
- 2 электростанции, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Кроме того, необходимо отметить, что первые 2 агрегата Рогунской ГЭС предполагалось ввести в эксплуатацию в 2025 г. На сайте Всемирного банка можно ознакомиться с ТЭО по Рогунской ГЭС, которое было опубликовано в августе 2014 года.

В целом, в рамках сценария расширения с ранней выработкой Рогунской ГЭС имеется 19 добавлений генерации, один из которых рассматривает программу энергоэффективности. В первые 10 лет существует необходимость завершения реконструкции всех существующих ГЭС и добавления следующих объектов генерации:

- Две ТЭЦ, работающие на угле, мощностью 150 МВт
- 2 агрегата по 400 МВт и 4 агрегата по 600 МВт на Рогунской ГЭС
- 2 ветряные электростанции
- 5 солнечных электростанций
- 2 электростанции, работающие на угле, мощностью 150 МВт
- 2 электростанции, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Также имеется ТЭО для двух углесжигающих установок ТЭЦ 150 МВт на китайском и русском языках. Также там есть предварительное ТЭО для ГЭС Санобад и Нурек-2. Ветровые электростанции и солнечные электростанции, рассматриваемые в ГПРЭС представляют собой обобщенный тип и необходимо провести исследования для определения базовых параметров.

В ГПРЭС определено местоположение для углесжигающих установок на основе существующих угольных месторождений в Таджикистане. Никаких специальных исследований для определения наилучшего местоположения данных электростанций проведено не было. Предполагалось, что угольные электростанции, располагающиеся у устьев главного шахтного ствола, будут расположены в Шурабе, Фон Ягнобе и Зидды.

В рамках сценария расширения с Рогунской ГЭС, в общей сложности, в течение периода исследования требуется 31 проектов ЛЭП и 45 проектов подстанций.

Приложение по линиям электропередач представляет детали требований для линий электропередач и подстанций.



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

220

Таблица 8-2: Экономические потребности в инвестициях - План расширения без Рогунской ГЭС

Проекты генерации

Проект		Год ввода в экспл	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Энергетическая эффективность	2015	54,3		6,8	14,5	12,5	12,5	8,0																				
2	ТЭЦ 150 МВт	2016	171,7	51,5	68,7	51,5																							
3	ТЭЦ 150 МВт	2016	171,7	51,5	68,7	51,5																							
4	На угле 150 МВт	2019	180,2			54,1	72,1	54,1																					
5	На угле 150 МВт	2019	180,2			54,1	72,1	54,1																					
6	На угле 350 МВт	2019	401,3		80,3	100,3	120,4	100,3																					
7	На угле 350 МВт	2020	401,3			80,3	100,3	120,4	100,3																				
8	На угле 350 МВт	2021	401,3				80,3	100,3	120,4	100,3																			
9	Вывод Рогунской ГЭС из экспл	2021	200,0				50,0	50,0	50,0	50,0																			
10	Солнечная 10 МВт	2021	20,6						12,4	8,2																			
11	Ветровая 10 МВт	2021	17,2						10,3	6,9																			
12	Солнечная 10 МВт	2022	20,6							12,4	8,2																		
13	Нурек-2 100 МВт	2022	170,0						51,0	68,0	51,0																		
14	Солнечная 10 МВт	2023	20,6								12,4	8,2																	
15	Санобад 125 МВт	2023	323,6						64,7	80,9	113,3	64,7																	
16	Солнечная 10 МВт	2024	20,6									12,4	8,2																
17	На угле 350 МВт	2025	401,3								80,3	100,3	120,4	100,3															
18	Солнечная 10 МВт	2025	20,6										12,4	8,2															
19	Ветровая 10 МВт	2025	17,2										10,3	6,9															
20	На угле 350 МВт	2029	401,3												80,3	100,3	120,4	100,3											
21	На угле 350 МВт	2031	401,3														80,3	100,3	120,4	100,3									
22	На угле 350 МВт	2034	401,3																80,3	100,3	120,4	100,3							
23	Защита от наводнений	2034	1 000,0																250,0	250,0	250,0	250,0							
24	На угле 350 МВт	2036	401,3																		80,3	100,3	120,4	100,3					
25	На угле 350 МВт	2038	286,6																				57,3	71,7	86,0	71,7			
Подитог			6 086,1	103,0	224,4	406,2	507,6	491,7	417,1	326,7	265,1	185,6	151,3	115,4	80,3	100,3	200,7	200,7	120,4	430,6	350,3	450,7	450,7	177,7	172,0	86,0	71,7	0,0	0,0



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

221

(Таблица 8-2 продолжение)

Линии электропередач

№	Проект Название	Год ввода в экспл	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Душанбе - Фон-Ягноб	2019	110,7				55,4	55,4																					
2	Согд - Фон-Ягноб	2019	80,0				40,0	40,0																					
3	Кайраккум - Шураб	2019	4,9					4,9																					
4	Канибадам - Шураб	2019	4,9					4,9																					
5	Кайраккум - Ленинабад	2018	4,9				4,9																						
6	Согд - Ленинабад	2018	12,2				12,2																						
7	Бахористон - Айни	2018	24,4			12,2	12,2																						
8	Айни - Рудаки	2018	21,9				21,9																						
9	Бустон - Заводская 110 кВ	2020	1,1						1,1																				
10	Курган-Тюбе - Прядильная	2020	0,3					0,3																					
11	Чапаева - Курган-Тюбе	2020	3,8					3,8																					
12	Душанбе - Лолазор	2025	52,3											52,3															
13	Лолазор - Сангтуда	2025	12,3											12,3															
14	Душанбе - Заводская	2025	4,9											4,9															
15	Хатлон - Санобад	2023	60,9							30,5	30,5																		
16	Кайраккум - Шураб	2025	26,1											26,1															
17	Новая - Душанбе	2025	6,1											6,1															
18	Нурек новый - Нурек	2022	6,1							6,1																			
19	Бустон - Заводская	2025	1,1											1,1															
20	Дехмой - Ходжент	2025	2,4											2,4															
21	Джангал - Северная	2023	4,8									4,8																	
22	Пролетарск - Дехмой	2023	2,3									2,3																	
23	Душанбе - Заводская	2028	6,5														6,5												
24	Бохтар - Дагана	2027	2,9													2,9													
25	Бохтар - Сомони	2027	0,6													0,6													
26	Гиссар - Гиссар СТЛ	2029	2,2															2,2											
27	Джангал - Гиссар СТЛ	2029	2,7															2,7											
28	Новая - Северная	2029	1,4															1,4											
29	Нурек ГЭС-2 - Ордженикидзабад	2035	11,5																					11,5					
30	Айни - Зидды	2038	1,2																								1,2		
31	Рудаки - Зидды	2038	1,2																								1,2		
	МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛИНИЙ		17,8				6,1	1,5	2,6				1,5					2,5					2,8					0,8	
Подитог			496,3	0,0	0,0	12,2	152,6	106,6	7,9	0,0	36,6	37,5	1,5	105,2	0,0	3,5	6,5	8,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	11,5	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0



(Таблица 8-2 продолжение)

Подстанции



Проект		Год ввода	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																													
№	Название	в эксл		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039				
1	Шурабская генераторная станция		8,3				3,1						5,2																				
2	Кайраккум		5,3				2,1						3,2																				
3	Канибадам		5,2				2,6																			2,6							
4	Фон-Ягнобская генераторная станция		30,2				10,1											5,0				10,1			5,0								
5	Айни		2,6					1,3										1,3															
6	Зидды		4,3																								4,3						
7	Рудаки		1,8			1,8																											
8	Соғд		4,9				4,9																										
9	Соғд		2,1				2,1																										
10	Ленинабад 220 кВ		8,9				8,9																										
11	Ленинабад		0,9				0,9																										
12	Дехмой		2,2										2,2																				
13	Ходжент		3,2								3,2																						
14	Бустон		3,3									3,3																					
15	Пролетарск		2,6									2,6																					
16	Душанбе		14,0				6,6						6,6								0,7												
17	Душанбе		3,7										0,9				1,9				0,9												
18	Новая		6,9			2,3							2,3														2,3						
19	Новая		1,6			0,5											0,5										0,5						
20	Заводская		11,5										7,7				3,8																
21	Заводская		2,8										2,3				0,6																
22	Джангал		5,9				3,0																			3,0							
23	Джангал		2,3				0,6				0,6							0,6								0,6							
24	Герань		7,1				5,9						1,2																				
25	Герань 110 кВ		1,1									1,1																					
26	Ордженикидзабад		10,4				5,2										2,6							2,6									
27	Ордженикидзабад		0,6				0,2										0,4																
28	Северная		1,2								0,6							0,6															
29	Нурекская генераторная станция		5,5							5,5																							
30	Нурек		0,9							0,3												0,6											
31	Прядильная		0,6				0,6																										
32	Курган-Тюбе		1,7				1,7																										
33	Рогун		2,8																			2,8											
34	Рогун 110 кВ		0,6																			0,6											
35	Хатлон		6,1				2,0					2,0																					
36	Хатлон		2,2				1,1											2,0															
37	Бохтар		2,2														2,2																
38	Сангтуда		19,9				5,0						14,9																				
39	Сангтуда		1,0				1,0																										
40	Гиссар		1,4															1,4															
41	Дангана		0,5														0,5																
42	Сомони		0,5														0,5																
43	Лолазор		10,8										10,8																				
44	Бахористон		0,9				0,9																										
45	Лолазор		0,9										0,9																				
Конденсаторы			25,9				7,2		9,6					1,6					2,2					2,0				3,3					
Подитог			239,4	0,0	0,0	0,0	42,4	37,9	10,9	0,0	5,8	7,6	7,1	58,7	0,0	6,2	10,0	8,9	2,2	0,0	0,0	5,6	10,1	4,6	5,0	6,1	7,1	3,3	0,0				
Итого (В+П+С)			6 821,9	103,0	224,4	418,4	702,6	636,1	435,9	326,7	307,5	230,7	159,9	279,3	80,3	110,0	217,1	218,4	122,6	430,6	350,3	456,2	463,5	193,8	177,0	92,1	82,0	3,3	0,0				



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

224

Таблица 8-3: Экономические потребности в инвестициях - План расширения с Рогунской ГЭС

Проекты генерации

Проект		Год ввода в экспл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Энергетическая эффективность	2015	54,3		6,8	14,5	12,5	12,5	8,0																				
2	ТЭЦ 150 МВт	2016	171,7	51,5	68,7	51,5																							
3	ТЭЦ 150 МВт	2016	171,7	51,5	68,7	51,5																							
4	На угле 150 МВт	2019	180,2			54,1	72,1	54,1																					
5	На угле 150 МВт	2019	180,2			54,1	72,1	54,1																					
6	На угле 350 МВт	2019	401,3		80,3	100,3	120,4	100,3																					
7	На угле 350 МВт	2020	401,3			80,3	100,3	120,4	100,3																				
8	На угле 350 МВт	2021	401,3				80,3	100,3	120,4	100,3																			
9	Солнечная 10 МВт	2021	20,6						12,4	8,2																			
10	Ветровая 10 МВт	2021	17,2						10,3	6,9																			
11	Солнечная 10 МВт	2022	20,6							12,4	8,2																		
12	Нурек-2 100 МВт	2022	170,0						51,0	68,0	51,0																		
13	Солнечная 10 МВт	2023	20,6								12,4	8,2																	
14	Санобад 125 МВт	2023	323,6						64,7	80,9	113,3	64,7																	
15	Солнечная 10 МВт	2024	20,6								12,4	8,2																	
16	Рогунская ГЭС 2х400 МВт и 4х600 МВт	2025	5 500,0						103,7	276,1	394,6	531,6	661,9	752,7	738,9	490,3	416,1	392,9	419,4	146,6	100,1	75,1							
17	Солнечная 10 МВт	2025	20,6										12,4	8,2															
18	Ветровая 10 МВт	2025	17,2										10,3	6,9															
19	На угле 350 МВт	2038	286,6																					57,3	71,7	86,0	71,7		
Подитог			8 379,6	103,0	224,4	406,2	457,6	441,7	470,8	552,8	579,5	616,9	692,8	767,8	738,9	490,3	416,1	392,9	419,4	146,6	100,1	75,1	0,0	57,3	71,7	86,0	71,7	0,0	0,0



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

225

Таблица 8-3 продолжение)

Линии электропередач

Проект		Год ввода в экспл	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Душанбе - Фон-Ягноб	2019	110,7				55,4	55,4																					
2	Фон-Ягноб - Согд	2019	80,0				40,0	40,0																					
3	Кайраккум - Ленинабад	2019	4,9					4,9																					
4	Канибадам - Шураб	2019	4,9					4,9																					
5	Кайраккум - Шураб	2018	4,9				4,9																						
6	Согд - Ленинабад	2018	12,2				12,2																						
7	Бахористон - Айни	2018	24,4			12,2	12,2																						
8	Айни - Рудаки	2018	21,9				21,9																						
9	Бустон - Заводская	2020	1,1						1,1																				
10	Курган-Тюбе - Прядильная	2020	0,3						0,3																				
11	Чапаева - Курган-Тюбе	2020	3,8						3,8																				
12	Рогунская ГЭС - Душанбе	2025	101,6										50,8	50,8															
13	Рогун - Лолазор 500 кВ	2025	61,5										30,8	30,8															
14	Лолазор - Сангтуда	2025	12,3											12,3															
15	Кайраккум - Шураб	2021	26,1							26,1																			
16	Душанбе - Новая	2025	6,1											6,1															
17	Душанбе - Заводская	2025	4,9											4,9															
18	Рогун - Рогун	2025	1,6											1,6															
19	Бустон 2 - Заводская	2025	1,1											1,1															
20	Джангал - Северная	2023	4,8									4,8																	
21	Дехмой - Ходжент	2025	2,4											2,4															
22	Пролетарск - Дехмой	2023	2,3									2,3																	
23	Нурек новый - Нурек	2022	6,1								6,1																		
24	Хатлон - Санобад	2021	60,9						30,5	30,5																			
25	Душанбе - Заводская	2028	6,5														6,5												
26	Бохтар - Дагана	2027	2,9													2,9													
27	Бохтар - Сомони	2027	0,6													0,6													
28	Джангал* - Гиссар СТЛ	2029	2,7															2,7											
29	Гиссар* - Гиссар СТЛ	2029	2,2															2,2											
30	Новая - Северная	2029	1,4															1,4											
31	Нурекская ГЭС - Ордженикидзабад	2035	11,5																					11,5					
МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛИНИЙ			17,8				6,1	1,5	2,6				1,5					2,5					2,8					0,8	
Подитог			606,4	0,0	0,0	12,2	152,6	106,6	38,3	56,6	6,1	7,1	83,1	110,0	0,0	3,5	6,5	8,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	11,5	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0



Таблица 8-3 продолжение)

Подстанции



Проект		Год ввода	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																											
№	Название	в экспл		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039		
1	Шурабская генераторная станция	2019	7,9				4,0		3,0																		1,0				
2	Кайраккум	2019	5,6				3,4		2,2																						
3	Канибадам	2019	2,8				2,8																								
4	Фон-Ягнобская генераторная станция	2019	13,1				13,1																								
5	Айни	2018	2,8			2,8																									
6	Рудаки	2018	1,8			1,8																									
7	Соғд	2019	4,9			4,9																									
8	Соғд	2019	2,0			2,0																									
9	Ленинабад 220 кВ	2018	8,9			8,9																									
10	Ленинабад	2018	0,9			0,9																									
11	Дехмой	2025	2,2										2,2																		
12	Ходжент	2023	3,2								3,2																				
13	Бустон	2024	3,3									3,3																			
14	Пролетарск	2024	2,6									2,6																			
15	Рогун 1	2025	5,1										2,6			2,6		2,6													
16	Рогун	2025	32,2										10,7				21,5														
17	Рогун	2028	0,6														0,6														
18	Душанбе	2019	14,6				7,3						7,3																		
19	Душанбе	2025	3,7										0,9				1,9				0,9										
20	Новая	2018	6,9			2,3							2,3														2,3				
21	Новая	2018	1,6			0,5											0,5										0,5				
22	Заводская	2025	11,5											7,7			3,8														
23	Заводская	2025	2,8										2,3				0,6														
24	Джангал	2018	5,9			3,0																					3,0				
25	Джангал	2018	2,3			0,6						0,6						0,6									0,6				
26	Герань	2020	7,1					5,9				1,2																			
27	Герань 110	2023	1,1									1,1																			
28	Ордженикидзабад	2018	10,4			5,2										2,6							2,6								
29	Ордженикидзабад	2018	0,6			0,2												0,4													
30	Северная	2023	1,2									0,6				0,6															
31	Нурекская новая генераторная станция	2022	5,5							5,5																					
32	Нурекская Н	2022	0,9								0,3											0,6									
33	Прядильная	2019	0,6				0,6																								
34	Курган-Тюбе	2019	1,7				1,7																								
35	Хатлон	2019	6,1				2,0					2,0						2,0													
36	Хатлон	2019	2,2				1,1											1,1													
37	Бохтар	2027	2,2													2,2															
38	Сангтуда	2018	19,9				5,0						14,9																		
39	Сангтуда	2018	1,0			1,0																									
40	Гиссар	2029	1,4															1,4													
41	Дангана	2027	0,5													0,5															
42	Сомони	2027	0,5													0,5															
43	Лолазор	2025	10,8										10,8																		
44	Лолазор	2025	0,9										0,9																		
45	Бахористон	2018	0,9			0,9																									
Конденсаторы			22,4				6,2		9,1				1,1					1,7						1,5				2,8			
Подитог				247,3	0,0	0,0	0,0	39,2	42,8	15,0	5,2	5,8	8,2	6,5	63,7	0,0	6,4	34,6	2,4	1,7	0,0	0,0	1,6	0,0	4,1	0,0	0,0	7,3	2,8	0,0	
Итого (В+П+С)				9 233,3	103,0	224,4	418,4	649,5	591,1	524,2	614,6	591,3	632,2	782,4	941,5	738,9	500,2	457,2	404,1	421,1	146,6	100,1	76,7	2,8	73,0	71,7	86,0	79,8	2,8	0,0	



Таблица 8-4: Экономические потребности в инвестициях - План расширения с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

Проекты генерации

Проект		Год ввода в экспл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Энергетическая эффективность	2015	54,3		6,8	14,5	12,5	12,5	8,0																				
2	ТЭЦ 150 МВт	2016	171,7	51,5	68,7	51,5																							
3	ТЭЦ 150 МВт	2016	171,7	51,5	68,7	51,5																							
4	На угле 150 МВт	2019	180,2			54,1	72,1	54,1																					
5	На угле 150 МВт	2019	180,2			54,1	72,1	54,1																					
6	На угле 350 МВт	2019	401,3		80,3	100,3	120,4	100,3																					
7	Рогунская ГЭС 2х400 МВт и 4х600 МВт	2019	5 500,0		196,0	313,7	396,0	401,5	660,7	752,7	738,9	490,3	416,1	392,9	419,4	246,7	75,1												
8	На угле 350 МВт	2020	401,3		80,3	100,3	120,4	100,3																					
9	Солнечная 10 МВт	2021	20,6						12,4	8,2																			
10	Ветровая 10 МВт	2021	17,2						10,3	6,9																			
11	Солнечная 10 МВт	2022	20,6							12,4	8,2																		
12	Солнечная 10 МВт	2023	20,6								12,4	8,2																	
13	Солнечная 10 МВт	2024	20,6									12,4	8,2																
14	Солнечная 10 МВт	2025	20,6										12,4	8,2															
15	Ветровая 10 МВт	2025	17,2										10,3	6,9															
16	Нурек-2 100 МВт	2033	170,0																	51,0	68,0	51,0							
17	Санобад 125 МВт	2033	323,6																	64,7	80,9	113,3	64,7						
18	На угле 350 МВт	2035	401,3																			80,3	100,3	120,4	100,3				
19	На угле 350 МВт	2038	286,6																					57,3	71,7	86,0	71,7		
Подитог			8 379,6	103,0	420,4	719,9	773,4	742,8	791,7	780,2	759,5	510,9	447,0	408,0	419,4	246,7	75,1	0,0	64,7	131,9	261,5	216,0	120,4	157,7	71,7	86,0	71,7	0,0	0,0



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

229

(Таблица 8-4 продолжение)

Линии электропередач

Проект		Год ввода в экспл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Душанбе - Фон-Ягноб	2019	110,7				55,4	55,4																					
2	Фон-Ягноб - Согд	2019	80,0				40,0	40,0																					
3	Рогунская ГЭС - Душанбе	2019	101,6				50,8	50,8																					
4	Кайраккум - Ленинабад	2019	4,9					4,9																					
5	Канибадам - Шураб	2019	4,9					4,9																					
6	Кайраккум - Шураб	2019	4,9					4,9																					
7	Согд - Ленинабад	2018	12,2				12,2																						
8	Бахористон - Айни	2018	24,4			12,2	12,2																						
9	Айни - Рудаки	2018	21,9				21,9																						
10	Рогун - Рогун	2019	1,6					1,6																					
11	Бустон 110 кВ - Заводская	2020	1,1						1,1																				
12	Курган-Тюбе - Прядильная	2020	0,3						0,3																				
13	Чапаева - Курган-Тюбе	2020	3,8						3,8																				
14	Рогун - Лолазор	2025	61,5										30,8	30,8															
15	Лолазор - Сангтуда	2025	12,3										12,3																
16	Душанбе - Новая	2025	6,1										6,1																
17	Душанбе - Заводская	2025	4,9										4,9																
18	Бустон - Заводская	2025	1,1										1,1																
19	Джангал 110 кВ - Северная	2023	4,8									4,8																	
20	Дехмой - Ходжент	2025	2,4										2,4																
21	Пролетарск - Дехмой	2023	2,3									2,3																	
22	Душанбе - Заводская	2028	6,5														6,5												
23	Бохтар - Дагана	2027	2,9													2,9													
24	Бохтар - Сомони	2027	0,6													0,6													
25	Джангал* - Гиссар СТЛ	2029	2,7															2,7											
26	Гиссар* - Гиссар СТЛ	2029	2,2															2,2											
27	Новая - Северная	2029	1,4															1,4											
28	Кайраккум - Шураб	2035	26,1																					26,1					
29	Нурек новый - Нурек	2033	6,1																		6,1								
30	Хатлон - Санобад	2033	60,9																		30,5	30,5							
31	Нурекская ГЭС - Ордженикидзебад	2035	11,5																					11,5					
	МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛИНИЙ		17,8				6,1	1,5	2,6				1,5					2,5					2,8					0,8	
Подитог			606,4	0,0	0,0	12,2	198,6	163,9	7,9	0,0	0,0	7,1	32,3	57,6	0,0	3,5	6,5	8,8	0,0	0,0	30,5	36,6	2,8	37,6	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

230

(Таблица 8-4 продолжение)

Подстанции

Проект		Год ввода	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																												
№	Название	в экспл		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039			
1	Шурабская генераторная станция	2019	7,9				4,0																	3,0			1,0					
2	Кайраккум	2019	5,6				3,4																	2,2								
3	Канибадам	2019	2,8				2,8																									
4	Фон-Ягнобская генераторная станция	2019	13,1				13,1																									
5	Айни	2018	2,8				2,8																									
6	Рудаки	2018	1,8				1,8																									
7	Соғд	2019	4,9				4,9																									
8	Соғд	2019	2,0				2,0																									
9	Ленинабад 220 кВ	2018	8,9				8,9																									
10	Ленинабад	2018	0,9				0,9																									
11	Дехмой	2025	2,2											2,2																		
12	Ходжент	2023	3,2									3,2																				
13	Бустон	2024	3,3										3,3																			
14	Пролетарск	2024	2,6										2,6																			
15	Рогун 1	2019	5,1				2,6							2,6																		
16	Рогун	2019	32,2				10,7							21,5																		
17	Рогун	2026	0,6												0,6																	
18	Душанбе	2019	14,6				7,3							7,3																		
19	Душанбе	2025	3,7											0,9			1,9					0,9										
20	Новая	2018	6,9				2,3							2,3														2,3				
21	Новая	2018	1,6				0,5										0,5											0,5				
22	Заводская	2025	11,5											7,7			3,8															
23	Заводская	2025	2,8											2,3			0,6															
24	Джангал	2018	5,9				3,0																			3,0						
25	Джангал	2018	2,3				0,6						0,6					0,6								0,6						
26	Герань	2018	7,1				5,9						1,2																			
27	Герань 110	2023	1,1										1,1																			
28	Ордженикидзабад	2018	10,4				5,2									2,6								2,6								
29	Ордженикидзабад	2018	0,6				0,2									0,4																
30	Северная	2023	1,2										0,6					0,6														
31	Нурекская новая генераторная станция	2028	5,5														5,5															
32	Нурекская Н	2028	0,9														0,3					0,6										
33	Прядильная	2019	0,6				0,6																									
34	Курган-Тюбе	2019	1,7				1,7																									
35	Хатлон	2019	6,1				2,0										4,1															
36	Хатлон	2019	2,2				1,1										1,1															
37	Бохтар	2027	2,2													2,2																
38	Сангтуда	2018	19,9				5,0							14,9																		
39	Сангтуда	2018	1,0				1,0																									
40	Гиссар	2029	1,4															1,4														
41	Дангана	2027	0,5													0,5																
42	Сомони	2027	0,5													0,5																
43	Лолазор	2025	10,8											10,8																		
44	Лолазор	2025	0,9											0,9																		
45	Бахористон	2018	0,9				0,9																									
Конденсаторы			22,4				6,2		9,1					1,1					1,7					1,5				2,8				
Подитог			247,3	0,0	0,0	0,0	45,1	56,1	9,1	0,0	0,0	6,7	5,9	74,4	0,6	6,2	17,8	2,6	1,7	0,0	0,0	1,6	0,0	9,4	0,0	3,5	3,8	2,8	0,0			
Итого (В+П+С)			9 233,3	103,0	420,4	732,1	1 017,0	962,9	808,7	780,2	759,5	524,7	485,2	540,0	420,0	256,4	99,4	11,4	66,4	131,9	292,0	254,2	123,2	204,6	71,7	89,5	76,3	2,8	0,0			



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

231

Таблица 8-5: Финансовые потребности в инвестициях - План расширения без Рогунской ГЭС

Проекты генерации

Проект		Год ввода в экспл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Энергетическая эффективность	2015	66,4		7,8	17,2	15,3	15,7	10,4																				
2	ТЭЦ 150 МВт	2016	197,7	57,6	79,1	61,1																							
3	ТЭЦ 150 МВт	2016	197,7	57,6	79,1	61,1																							
4	На угле 150 МВт	2019	220,2			64,1	88,0	68,0																					
5	На угле 150 МВт	2019	220,2			64,1	88,0	68,0																					
6	На угле 350 МВт	2019	484,6		92,4	119,0	147,0	126,2																					
7	На угле 350 МВт	2020	499,2			95,2	122,5	151,5	130,0																				
8	На угле 350 МВт	2021	514,1				98,0	126,2	156,0	133,9																			
9	Вывод Рогунской ГЭС из экспл.	2021	227,1				54,3	55,9	57,6	59,3																			
10	Солнечная 10 МВт	2021	24,0						14,2	9,8																			
11	Ветровая 10 МВт	2021	20,0						11,9	8,2																			
12	Солнечная 10 МВт	2022	24,7							14,7	10,1																		
13	Нурек-2 100 МВт	2022	201,7						58,7	80,7	62,3																		
14	Солнечная 10 МВт	2023	25,5								15,1	10,4																	
15	Санобад 125 МВт	2023	390,4						74,5	96,0	138,4	81,5																	
16	Солнечная 10 МВт	2024	26,2									15,6	10,7																
17	На угле 350 МВт	2025	578,7								110,3	142,1	175,6	150,7															
18	Солнечная 10 МВт	2025	27,0										16,0	11,0															
19	Ветровая 10 МВт	2025	22,6										13,4	9,2															
20	На угле 350 МВт	2029	651,3												124,2	159,9	197,6	169,6											
21	На угле 350 МВт	2031	691,0														131,7	169,6	209,7	180,0									
22	На угле 350 МВт	2034	755,0																	144,0	185,3	229,1	196,6						
23	Защита от наводнений	2034	1 876,0																	448,4	461,9	475,7	490,0						
24	На угле 350 МВт	2036	801,0																		152,7	196,6	243,0	208,6					
25	На угле 350 МВт	2038	607,0																					115,7	149,0	184,2	158,1		
Подитог			9 349,5	115,2	258,4	481,7	613,2	611,5	513,4	402,5	336,2	249,4	215,7	170,9	124,2	159,9	329,4	339,2	209,7	772,3	647,2	857,5	883,3	358,8	357,6	184,2	158,1	0,0	0,0



(Таблица 8-5 продолжение)

Линии электропередач

Проект		Год ввода в экпл	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Душанбе - Фон-Ягноб	2019	137,2				67,6	69,6																					
2	Согд - Фон-Ягноб	2019	99,1				48,8	50,3																					
3	Кайраккум - Шураб	2019	6,1					6,1																					
4	Канибадам - Шураб	2019	6,1					6,1																					
5	Кайраккум - Ленинабад	2018	6,0				6,0																						
6	Согд - Ленинабад	2018	14,9				14,9																						
7	Бахористон - Айни	2018	29,3			14,5	14,9																						
8	Айни - Рудаки	2018	26,8				26,8																						
9	Бустон - Заводская 110 кВ	2020	1,5					1,5																					
10	Курган-Тюбе - Прядильная	2020	0,4					0,4																					
11	Чапаева - Курган-Тюбе	2020	5,0					5,0																					
12	Душанбе - Лолазор	2025	78,5											78,5															
13	Лолазор - Сангтуда	2025	18,5											18,5															
14	Душанбе - Заводская	2025	7,3											7,3															
15	Хатлон - Санобад	2023	85,0								41,9	43,1																	
16	Кайраккум - Шураб	2025	39,2											39,2															
17	Новая - Душанбе	2025	9,2											9,2															
18	Нурек новый - Нурек	2022	8,4								8,4																		
19	Бустон - Заводская	2025	1,7											1,7															
20	Дехмой - Ходжент	2025	3,6											3,6															
21	Джангал - Северная	2023	6,8									6,8																	
22	Пролетарск - Дехмой	2023	3,2									3,2																	
23	Душанбе - Заводская	2028	10,7														10,7												
24	Бохтар - Дагана	2027	4,6													4,6													
25	Бохтар - Сомони	2027	0,9													0,9													
26	Гиссар - Гиссар СТЛ	2029	3,7															3,7											
27	Джангал - Гиссар СТЛ	2029	4,5															4,5											
28	Новая - Северная	2029	2,4															2,4											
29	Нурек ГЭС-2 - Ордженикидзабад	2035	23,2																					23,2					
30	Айни - Зидды	2038	2,7																								2,7		
31	Рудаки - Зидды	2038	2,7																								2,7		
	МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛИНИЙ		26,3				7,5	1,9	3,4				2,2					4,2					5,4					1,8	
Подитог			675,6	0,0	0,0	14,5	186,4	134,1	10,2	0,0	50,3	53,2	2,2	158,0	0,0	5,5	10,7	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	23,2	0,0	0,0	7,2	0,0	0,0



(Таблица 8-5 продолжение)

Подстанции



Таблица 8-6: Финансовые потребности в инвестициях - План расширения с Рогунской ГЭС



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

235

Проекты генерации

Проект		Год ввода в экспл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Энергетическая эффективность	2015	66,4		7,8	17,2	15,3	15,7	10,4																				
2	ТЭЦ 150 МВт	2016	197,7	57,6	79,1	61,1																							
3	ТЭЦ 150 МВт	2016	197,7	57,6	79,1	61,1																							
4	На угле 150 МВт	2019	220,2			64,1	88,0	68,0																					
5	На угле 150 МВт	2019	220,2			64,1	88,0	68,0																					
6	На угле 350 МВт	2019	484,6		92,4	119,0	147,0	126,2																					
7	На угле 350 МВт	2020	499,2			95,2	122,5	151,5	130,0																				
8	На угле 350 МВт	2021	514,1				98,0	126,2	156,0	133,9																			
9	Солнечная 10 МВт	2021	24,0						14,2	9,8																			
10	Ветровая 10 МВт	2021	20,0						11,9	8,2																			
11	Солнечная 10 МВт	2022	24,7							14,7	10,1																		
12	Нурек-2 100 МВт	2022	201,7						58,7	80,7	62,3																		
13	Солнечная 10 МВт	2023	25,5							15,1	10,4																		
14	Санобад 125 МВт	2023	390,4						74,5	96,0	138,4	81,5																	
15	Солнечная 10 МВт	2024	26,2							15,6	10,7																		
16	Рогунская ГЭС 2х400 МВт и 4х600 МВт	2025	7 544,4						119,4	327,6	482,2	669,1	858,1	1005,1	1016,3	694,6	607,1	590,5	649,2	233,7	164,4	127,0							
17	Солнечная 10 МВт	2025	27,0										16,0	11,0															
18	Ветровая 10 МВт	2025	22,6										13,4	9,2															
19	На угле 350 МВт	2038	607,0																					115,7	149,0	184,2	158,1		
Подитог			11 313,8	115,2	258,4	481,7	559,0	555,6	575,2	670,7	708,1	776,5	898,2	1025,3	1016,3	694,6	607,1	590,5	649,2	233,7	164,4	127,0	0,0	115,7	149,0	184,2	158,1	0,0	0,0



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

236

(Таблица 8-6 продолжение)

Линии электропередач

Проект		Год ввода в экспл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																									
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Душанбе - Фон-Ягноб	2019	137,2				67,6	69,6																					
2	Фон-Ягноб - Согд	2019	99,1				48,8	50,3																					
3	Кайраккум - Ленинабад	2019	6,1					6,1																					
4	Канибадам - Шураб	2019	6,1					6,1																					
5	Кайраккум - Шураб	2018	6,0				6,0																						
6	Согд - Ленинабад	2018	14,9				14,9																						
7	Бахористон - Айни	2018	29,3			14,5	14,9																						
8	Айни - Рудаки	2018	26,8				26,8																						
9	Бустон - Заводская	2020	1,5					1,5																					
10	Курган-Тюбе - Прядильная	2020	0,4					0,4																					
11	Чапаева - Курган-Тюбе	2020	5,0					5,0																					
12	Рогунская ГЭС - Душанбе	2025	150,4										74,1	76,3															
13	Рогун - Лолазор 500 кВ	2025	91,0										44,8	46,2															
14	Лолазор - Сангтуда	2025	18,5											18,5															
15	Кайраккум - Шураб	2021	34,8							34,8																			
16	Душанбе - Новая	2025	9,2											9,2															
17	Душанбе - Заводская	2025	7,3											7,3															
18	Рогун - Рогун	2025	2,5											2,5															
19	Бустон 2 - Заводская	2025	1,7											1,7															
20	Джангал - Северная	2023	6,8									6,8																	
21	Дехмой - Ходжент	2025	3,6											3,6															
22	Пролетарск - Дехмой	2023	3,2									3,2																	
23	Нурек новый - Нурек	2022	8,4								8,4																		
24	Хатлон - Санобад	2021	80,1					39,5	40,7																				
25	Душанбе - Заводская	2028	10,7														10,7												
26	Бохтар - Дагана	2027	4,6													4,6													
27	Бохтар - Сомони	2027	0,9													0,9													
28	Джангал* - Гиссар СТЛ	2029	4,5															4,5											
29	Гиссар* - Гиссар СТЛ	2029	3,7															3,7											
30	Новая - Северная	2029	2,4															2,4											
31	Нурекская ГЭС - Ордженикидзабад	2035	23,2																					23,2					
МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛИНИЙ			26,3				7,5	1,9	3,4				2,2					4,2					5,4				1,8		
Подитог			826,4	0,0	0,0	14,5	186,4	134,1	49,7	75,5	8,4	10,0	121,1	165,3	0,0	5,5	10,7	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	23,2	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0



(Таблица 8-6 продолжение)

Подстанции



Проект		Год ввода в экпл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																																		
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039									
1	Шурабская генераторная станция	2019	11,2					5,0		4,0																		2,2										
2	Кайраккум	2019	7,2					4,2		3,0																												
3	Канибадам	2019	3,6					3,6																														
4	Фон-Ягнобская генераторная станция	2019	16,4					16,4																														
5	Айни	2018	3,4				3,4																															
6	Рудаки	2018	2,2				2,2																															
7	Согд	2019	6,2					6,2																														
8	Согд	2019	2,6					2,6																														
9	Ленинабад 220 кВ	2018	10,9				10,9																															
10	Ленинабад	2018	1,1				1,1																															
11	Дехмой	2025	3,4										3,4																									
12	Ходжент	2023	4,6								4,6																											
13	Бустон	2024	4,8								4,8																											
14	Пролетарск	2024	3,8								3,8																											
15	Рогун 1	2025	8,1										3,9				4,2																					
16	Рогун	2025	51,4										16,1				35,2																					
17	Рогун	2028	0,9														0,9																					
18	Душанбе	2019	20,1					9,2					10,9																									
19	Душанбе	2025	6,3										1,4				3,1				1,8																	
20	Новая	2018	11,3				2,8						3,4														5,1											
21	Новая	2018	2,7				0,6										0,9										1,2											
22	Заводская	2025	17,8										11,5				6,3																					
23	Заводская	2025	4,4										3,4				0,9																					
24	Джангал	2018	10,1				3,6																				6,5											
25	Джангал	2018	3,8				0,7						0,9					1,0									1,3											
26	Герань	2020	9,3					7,7				1,7																										
27	Герань 110	2023	1,6									1,6																										
28	Ордженикидзабад	2018	15,8				6,4								4,2								5,3															
29	Ордженикидзабад	2018	0,9				0,2										0,6																					
30	Северная	2023	1,8									0,8				0,9																						
31	Нурекская новая генераторная станция	2022	7,5							7,5																												
32	Нурекская Н	2022	1,6							0,4											1,2																	
33	Прядильная	2019	0,7				0,7																															
34	Курган-Тюбе	2019	2,1				2,1																															
35	Хатлон	2019	8,8				2,6					2,9					3,4																					
36	Хатлон	2019	3,2				1,4										1,8																					
37	Бохтар	2027	3,5												3,5																							
38	Сангтуда	2018	28,4				6,1						22,4																									
39	Сангтуда	2018	1,2				1,2																															
40	Гиссар	2029	2,4															2,4																				
41	Дангана	2027	0,8												0,8																							
42	Сомони	2027	0,8												0,8																							
43	Лолазор	2025	16,2										16,2																									
44	Лолазор	2025	1,4										1,4																									
45	Бахористон	2018	1,1				1,1																															
	Конденсаторы		33,4				7,5		11,8				1,7					2,9						3,1			6,4											
Подитог			360,6	0,0	0,0	0,0	47,9	53,9	19,5	7,0	8,0	11,5	9,5	95,7	0,0	10,3	56,7	4,0	2,9	0,0	0,0	3,0	0,0	8,4	0,0	0,0	16,2	6,4	0,0									
Итого			12 500,8	115,2	258,4	496,2	793,2	743,6	644,4	753,2	724,4	798,1	1028,8	1286,2	1016,3	710,4	674,6	609,4	652,2	233,7	164,4	130,0	5,4	147,3	149,0	184,2	176,1	6,4	0,0									



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

239

Таблица 8-7: Финансовые потребности в инвестициях - План расширения с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

Проекты генерации

Проект		Год ввода	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																											
№	Название	в экспл		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039		
1	Энергетическая эффективность	2015	66,4		7,8	17,2	15,3	15,7	10,4																						
2	ТЭЦ 150 МВт	2016	197,7	57,6	79,1	61,1																									
3	ТЭЦ 150 МВт	2016	197,7	57,6	79,1	61,1																									
4	На угле 150 МВт	2019	220,2			64,1	88,0	68,0																							
5	На угле 150 МВт	2019	220,2			64,1	88,0	68,0																							
6	На угле 350 МВт	2019	484,6		92,4	119,0	147,0	126,2																							
7	Рогунская ГЭС 2х400 МВт и 4х600 МВт	2019	6 684,3		200,6	330,7	430,0	449,0	761,0	893,0	902,9	617,1	539,4	524,6	576,8	349,5	109,6														
8	На угле 350 МВт	2020	499,2			95,2	122,5	151,5	130,0																						
9	Солнечная 10 МВт	2021	24,0						14,2	9,8																					
10	Ветровая 10 МВт	2021	20,0						11,9	8,2																					
11	Солнечная 10 МВт	2022	24,7						14,7	10,1																					
12	Солнечная 10 МВт	2023	25,5							15,1	10,4																				
13	Солнечная 10 МВт	2024	26,2								15,6	10,7																			
14	Солнечная 10 МВт	2025	27,0									16,0	11,0																		
15	Ветровая 10 МВт	2025	22,6										13,4	9,2																	
16	Нурек-2 100 МВт	2033	279,3																81,3	111,7	86,3										
17	Санобад 125 МВт	2033	524,7															100,2	129,0	186,0	109,5										
18	На угле 350 МВт	2035	777,7																	148,3	190,9	236,0	202,5								
19	На угле 350 МВт	2038	607,0																				115,7	149,0	184,2	158,1					
Подитог				10 929,0	115,2	459,0	812,4	890,9	878,4	927,5	925,6	928,1	643,1	579,5	544,8	576,8	349,5	109,6	0,0	100,2	210,3	446,0	386,7	236,0	318,3	149,0	184,2	158,1	0,0	0,0	



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА - ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЁТ

240

(Таблица 8-7 продолжение)

Линии электропередач

Проект		Год ввода в экспл	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																											
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039		
1	Душанбе - Фон-Ягноб	2019	137,2				67,6	69,6																							
2	Фон-Ягноб - Согд	2019	99,1				48,8	50,3																							
3	Рогунская ГЭС - Душанбе	2019	126,0				62,1	63,9																							
5	Канибадам - Шураб	2019	6,1					6,1																							
6	Кайраккум - Шураб	2019	6,1					6,1																							
8	Бахористон - Айни	2018	29,3		14,5	14,9																									
9	Айни - Рудаки	2018	26,8			26,8																									
10	Рогун - Рогун	2019	2,1				2,1																								
11	Бустон 110 кВ - Заводская	2020	1,5					1,5																							
12	Курган-Тюбе - Прядильная	2020	0,4					0,4																							
13	Чапаева - Курган-Тюбе	2020	5,0					5,0																							
14	Рогун - Лолазор	2025	91,0									44,8	46,2																		
15	Лолазор - Сангтуда	2025	18,5										18,5																		
16	Душанбе - Новая	2025	9,2										9,2																		
18	Бустон - Заводская	2025	1,7										1,7																		
20	Дехмой - Ходжент	2025	3,6										3,6																		
21	Пролетарск - Дехмой	2023	3,2									3,2																			
22	Душанбе - Заводская	2028	10,7														10,7														
23	Бохтар - Дагана	2027	4,6													4,6															
24	Бохтар - Сомони	2027	0,9													0,9															
26	Гиссар* - Гиссар СТЛ	2029	3,7															3,7													
27	Новая - Северная	2029	2,4															2,4													
28	Кайраккум - Шураб	2035	52,7																				52,7								
29	Нурек новый - Нурек	2033	11,6																			11,6									
30	Хатлон - Санобад	2033	114,3																		56,3	58,0									
31	Нурекская ГЭС - Ордженикидзабад	2035	23,2																				23,2								
	МОДЕРНИЗАЦИЯ ЛИНИЙ		26,3				7,5	1,9	3,4				2,2					4,2				5,4					1,8				
Подитог			856,9	0,0	0,0	14,5	242,5	206,2	10,2	0,0	0,0	10,0	47,0	86,5	0,0	5,5	10,7	14,9	0,0	0,0	56,3	69,6	5,4	75,9	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0		



(Таблица 8-7 продолжение)

Подстанции



Проект		Год ввода в экспл.	Капитал. затраты	Капитальные выплаты в год																																		
№	Название			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039									
1	Шурабская генераторная станция	2019	13,2					5,0																6,0			2,2											
2	Кайраккум	2019	8,7					4,2																4,5														
3	Канибадам	2019	3,6					3,6																														
4	Фон-Ягнобская генераторная станция	2019	16,4					16,4																														
5	Айни	2018	3,4				3,4																															
6	Рудаки	2018	2,2				2,2																															
7	Согд	2019	6,2					6,2																														
8	Согд	2019	2,6					2,6																														
9	Ленинабад 220 кВ	2018	10,9				10,9																															
10	Ленинабад	2018	1,1				1,1																															
11	Дехмой	2025	3,4										3,4																									
12	Ходжент	2023	4,6								4,6																											
13	Бустон	2024	4,8									4,8																										
14	Пролетарск	2024	3,8									3,8																										
15	Рогун 1	2019	7,1					3,2					3,9																									
16	Рогун	2019	45,8					13,5					32,3																									
17	Рогун	2026	0,9											0,9																								
18	Душанбе	2019	20,1					9,2					10,9																									
19	Душанбе	2025	6,3										1,4			3,1					1,8																	
20	Новая	2018	11,3				2,8						3,4														5,1											
21	Новая	2018	2,7				0,6																				1,2											
22	Заводская	2025	17,8										11,5																									
23	Заводская	2025	4,4									3,4				0,9																						
24	Джангал	2018	9,9				3,6																			6,3												
25	Джангал	2018	3,8				0,7					0,8						1,0									1,2											
26	Герань	2018	8,9				7,2					1,7																										
27	Герань 110	2023	1,6								1,6																											
28	Ордженикидзабад	2018	15,8				6,4								4,2								5,3															
29	Ордженикидзабад	2018	0,8				0,2								0,6																							
30	Северная	2023	1,8								0,8						1,0																					
31	Нурекская новая генераторная станция	2028	9,0												9,0																							
32	Нурекская Н	2028	1,7												0,5						1,2																	
33	Прядильная	2019	0,7					0,7																														
34	Курган-Тюбе	2019	2,1					2,1																														
35	Хатлон	2019	9,3					2,6								6,7																						
36	Хатлон	2019	3,2					1,4								1,8																						
37	Бохтар	2027	3,5												3,5																							
38	Сангтуда	2018	28,4				6,1					22,4																										
39	Сангтуда	2018	1,2				1,2																															
40	Гиссар	2029	2,4														2,4																					
41	Дангана	2027	0,8												0,8																							
42	Сомони	2027	0,8												0,8																							
43	Лолазор	2025	16,2									16,2																										
44	Лолазор	2025	1,4									1,4																										
45	Бахористон	2018	1,1				1,1											2,9						3,1														
	Конденсаторы		33,4				7,5		11,8				1,7														6,4											
Подитог			358,9	0,0	0,0	0,0	55,1	70,6	11,8	0,0	0,0	9,5	8,6	111,8	0,9	9,9	29,2	4,4		2,9				18,9	0,0	7,6	8,4	6,4	0,0									
Итого			12 144,8	115,2	459,0	826,8	1188,5	1155,2	949,5	925,6	928,1	662,6	635,2	743,1	577,7	364,9	149,5	19,3	103,1	210,3	502,2	459,2	241,4	413,0	149,0	191,7	168,3	6,4	0,0									

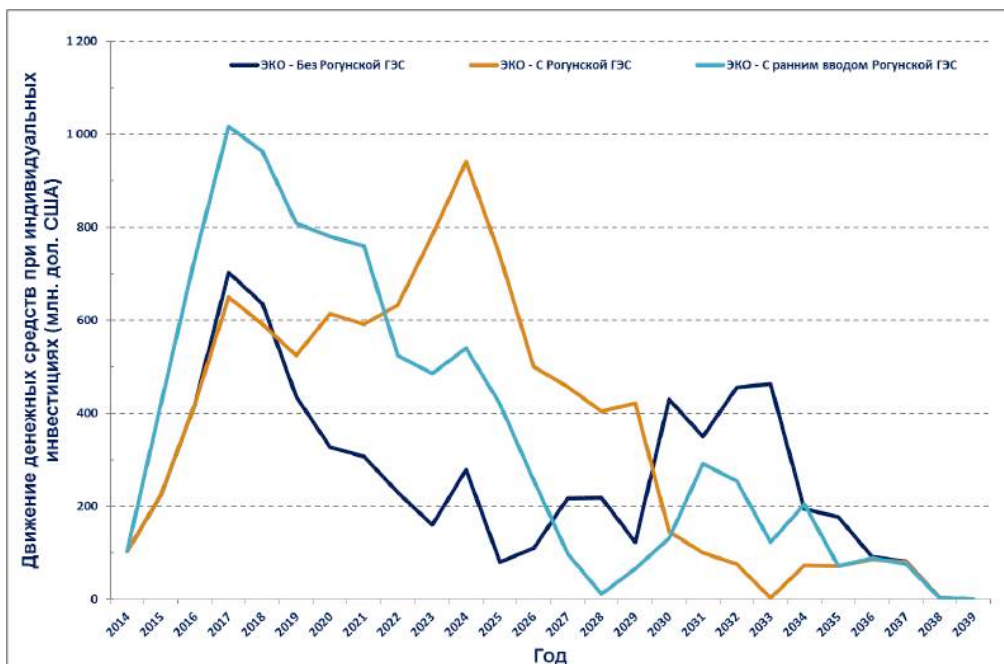


Рисунок 8-1: Сравнение годовой потребности в капитале - экономической



Рисунок 8-2: Сравнение годовой потребности в капитале - финансовой

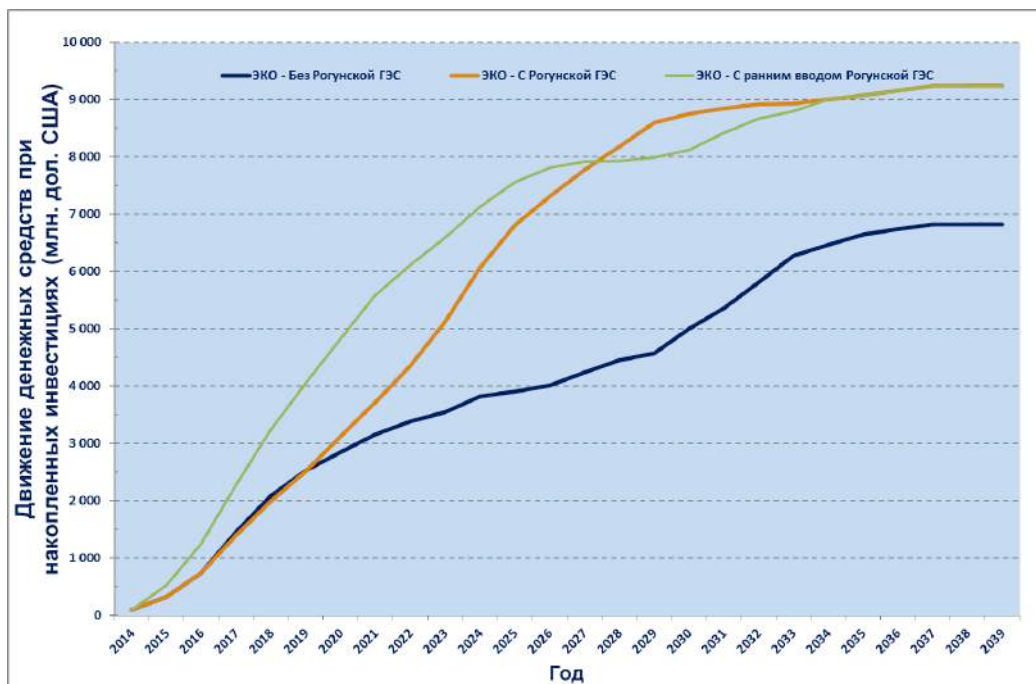


Рисунок 8-3: Кумулятивная потребность в капитале – экономическая



Рисунок 8-4: Кумулятивная потребность в капитале - финансовая



9. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Основные результаты, полученные в результате проделанной работы, о которых говорилось ранее в предыдущих разделах, можно обобщить следующим образом:

- Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (МЭВР) отвечает за весь энергетический сектор Таджикистана, куда входят э/энергетический и нефтегазовый сектора. МЭВР отвечает за энергетическую политику и разработку стандартов.
- В электроэнергетическом секторе Таджикистана доминантную роль занимает ОАХК «Барки Точик» (БТ). Она отвечает за большую часть производства, передачи и распределения электроэнергии. В ГБАО потребителей электроэнергией обеспечивает компания «Памир Энерджи».
- Регулирование деятельности энергетического сектора входит в обязанности Антимонопольной службы при Правительстве Республики Таджикистан (АМС). АМС отвечает за методологию тарифов, рассмотрение предложений по уровню тарифов, качество обслуживания, жалобы потребителей и неконкурентное поведение. МЭВР отвечает за лицензирование, утверждение инвестиционных планов, а также технических стандартов и стандартов безопасности.
- Общая установленная мощность энергосистемы БТ составляет 5 346 МВт. Мощность ГЭС составляет 4 928 МВт (92%). Имеется две гидроэлектростанции, работающие на основе строительство - владение - эксплуатация - передача (СВЭП), это Сангтуда-1 и Сангтуда-2, общая установленная мощность которых 990 МВт, и три ТЭЦ.
- Общая полезная мощность в настоящее время составляет 4 785 МВт. Исследование готовилось с учётом того, что все существующие ГЭС будут восстановлены к 2020 году, увеличив тем самым полезную мощность до 5 269 МВт.
- В среднем, ГЭС могут вырабатывать в общей сложности 19 492 ГВт·ч электроэнергии в год (45% коэффициент использования установленной мощности), но выработка значительно снижается в позднесенне-зимний период в связи с сокращением гидрологических потоков, что серьезно влияет на способность системы удовлетворять спрос.
- Лишь несколько агрегатов прошли реконструкцию, тогда как большинству ГЭС БТ уже более 30 лет и они нуждаются в реконструкции. Имеются планы по восстановлению некоторых из действующих ГЭС, среди них Нурекская ГЭС, Головная ГЭС и Кайраккумская ГЭС.
- ОАХК «Барки Точик» имеет два соглашения на закупку электроэнергии (СЗЭ) с Афганистаном и одно с Кыргызстаном на объём в 600 ГВт·ч электроэнергии, это соглашение обновляется на ежегодной основе. Все остальные соглашения о закупке электроэнергии были прекращены. Согласно соглашениям в год должно предоставляться 1 007,6 ГВт·ч электроэнергии, при этом минимальный гарантированный объём электроэнергии в размере 650,8 ГВт·ч должен предоставляться в период с апреля по октябрь. По проекту CASA 1000 предполагается, что Таджикистан и Кыргызстан начнут экспортировать электроэнергию в Пакистан в 2019 году. На долю Таджикистана в гарантированном экспорте электроэнергии приходится 1 331,5 ГВт·ч в год, но при наличии дополнительных объёмов электроэнергии (до 4 000 ГВт·ч), они также могут быть экспортированы.
- В течение последних нескольких лет наблюдался значительный объём недоотпущенной электроэнергии, и в различных исследованиях указываются расчётные объёмы недоотпущенной электроэнергии, которые варьируются от 2 650 ГВт·ч до 3 789 ГВт·ч в сезон (с октября по конец марта). В полученной от БТ информации и в отчете ПРООН по Устойчивой энергетике указываются объёмы недоотпущенной электроэнергии, которые варьируются в пределах 2 139 - 2 430 ГВт·ч. В данном отчёте принимается годовой неудовлетворённый спрос в объёме 2 430 ГВт·ч.
- Талко является крупнейшим потребителем электрической энергии в Таджикистане, на долю которого приходится большая часть потребляемой в Таджикистане электроэнергии. Спрос ТАЛКО варьировался в пределах 5 360 - 7 229 ГВт·ч в год, что составляет 40-50% от



общего спроса на электроэнергию. В целях текущего исследования предполагается, что значение порядка 6 500 ГВтч будет более точно отражать спрос Талко на электроэнергию в будущем.

- Объединенная энергосистема БТ состоит из линий на трех различных уровнях напряжения: 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ. В настоящее время она включает в себя около 489 км линий 500 кВ, 1 960 км линий 220 кВ и 4 327 км линий 110 кВ. Линии электропередач 500 кВ включают двухцепную линию между Нурекской ГЭС и подстанцией Регар, одноцепную линию между подстанциями Регар и Душанбе, а также одноцепную линию между подстанциями Душанбе и Согд.
- Энергосистема БТ была связана с сетью Узбекистана линиями 500 кВ и 220 кВ. В настоящее время существует только три основных межгосударственных перетока между Таджикистаном и другими системами: Линия электропередач 220 кВ протяженностью 53 км, которая соединяет подстанцию Канибадам в Таджикистане и подстанцию 220 кВ Айгуль-Таш в Кыргызстане, двухцепная линия электропередач 220 кВ между ПС Геран-2 (Таджикистан) и Пули-Хумри (Афганистан) и одноцепная линия 110 кВ протяженностью 63 км между Таджикистаном и Кундузом (Афганистан). Имеется также соединение от подстанции Герань 230/110/35 кВ до подстанции Нижний Пяндж 35/10 кВ.
- Кроме того энергообъединение CASA 1000 планируется ввести в эксплуатацию к началу 2021 года, для чего требуется построить линию электропередач 500 кВ из Кыргызстана до подстанции Согд 500 кВ (протяженностью 477 км), построить преобразовательную подстанцию постоянного тока 1300 МВт на местности Сангтуда и высоковольтную линию постоянного тока ± 500 кВ от местности Сангтуда в Пакистан (800 км) мощностью 1 300 МВт.
- В настоящее время существуют несколько проектов региональных линий межсистемной связи, находящихся на стадии рассмотрения. Для данного исследования учитываются строительство линии электропередачи в Пакистан из подстанции Рагун в Таджикистане до подстанции Пешавар в Пакистане либо при переменном токе 500 кВ, либо при постоянном токе 500 кВ и строительство ЛЭП 500 кВ протяженностью 550 км до Синьцзян-Уйгурской автономной области Китайской Народной Республики.
- Спрос на электроэнергию в Таджикистане составляет порядка 4 100 МВт и 21 000 ГВтч.
- К концу периода исследования, 2039 год, при спросе в условиях среднего роста предполагается, что потребность системы увеличится почти до 7 475 МВт и 40 600 ГВтч (коэффициент нагрузки 62%). Это предполагает среднее увеличение нагрузки на 2,45% как в плане мощности, так и в плане энергии.
- Проведённые исследования мощности и энергетических балансов говорят о том, что система имеет необходимую мощность, чтобы удовлетворить пиковые нагрузки, но у неё недостаточно энергетического потенциала для удовлетворения потребностей в электроэнергии в зимний период. Чтобы исключить ожидаемые объёмы недоотпущенной электрической энергии потребуется ввести в эксплуатацию новую выработку для удовлетворения базового спроса мощностью 500 МВт или более (в дополнение к уже утверждённым к реализации проектам).
- Таджикистан обладает огромным количеством гидроэнергетических ресурсов, которые могут быть использованы для выработки э/энергии, но используется только ограниченное количество. Гидроэнергетические ресурсы страны составляют порядка 527 млрд. кВтч в год, из которых в настоящее время используется только 4%.
- Для выбранной альтернативы в ТЭО по Рогуну (1 290 метров над уровнем моря и 3 200 МВт) предполагается, что капитальные затраты для завершения строительства Рогунской гидроэлектростанции будут порядка 5,5 млрд. долларов США, которые будут использованы в течение 14 лет. Общая сумма капитальных затрат в размере 5,5 млрд. долларов США - это капитальные затраты планируемые за одну ночь, куда входят затраты Заказчика, финансовые расходы (за исключением процентов) и затраты на ликвидацию.
- Признавая тот факт, что работа на стройплощадке Рогунской ГЭС ведется в течение многих лет, полагается, что первые два агрегата могут быть запущены в эксплуатацию где-то в середине 2019 года, а два следующих агрегата будут сданы в эксплуатацию в январе



2023 года, и последние два агрегата - в июле 2023 года. В качестве альтернативы срокам, указанным в ТЭО, было принято решение рассмотреть этот альтернативный срок ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС и, соответственно, именовать его как выработка э/энергии Рогунской ГЭС ранее запланированного срока. (Ранняя выработка Рогунской ГЭС).

- Шесть других гидроэнергетических проектов, по которым были получены исследования, были рассмотрены в этом исследовании как возможные генерирующие ресурсы. Однако, в некоторых исследованиях отсутствуют детальные расчёты по капитальным затратам и по некоторым из значений необходимо делать допущения.
- Имеется также много других проектов ГЭС в Таджикистане, но отдельные исследования по ним получить не удалось. Среди них могут быть потенциально важные проекты-кандидаты, которые могут быть разработаны для формирования части будущего плана развития. Рейтинг их потенциала необходимо провести для определения приоритетов в ходе подготовки детального ТЭО из наиболее вероятных вариантов.
- В дополнение к запасам гидроэлектроэнергии, Таджикистан имеет большие разведанные и проверенные запасы угля, которые могут быть использованы для разработки проектов производства электроэнергии при помощи сжигания угля. Несмотря на то, что государство имеет ограниченное количество резервов нефти и природного газа, для выработки электроэнергии, оно может импортировать жидкое топливо и природный газ из других стран.
- Были проанализированы некоторые технологии производства энергии с использованием ископаемого топлива, чтобы удовлетворить возрастающий спрос в Таджикистане, и с применением отборочного подхода, отобранные генерирующие ресурсы включали только углесжигающие установки мощностью 150 МВт и 350 МВт и установки комбинированного цикла мощностью 150 МВт и 300 МВт, использующие импортируемую нефть.
- Другие варианты включают долгосрочные соглашения на закупку/продажу электроэнергии с соседними странами на закупку электроэнергии в течение зимнего периода и продажу излишков электроэнергии в летний период, кроме этих вариантов, были также рассмотрены и другие негидроэнергетические возобновляемые источники энергии и программы по энергетической эффективности.
- Для того чтобы добиться поставок электроэнергии при наименьших затратах было разработано множество сценариев расширения выработки, и были проанализированы следующие три основных варианта:
 - Вариант 1 – рассматривает спрос системы с реализацией программ ЭЭ и без Рогунской ГЭС
 - Вариант 2 – рассматривает спрос системы с реализацией программ ЭЭ и с Рогунской ГЭС
 - Вариант 3 – рассматривает спрос системы с реализацией программ ЭЭ и с ранним вводом Рогунской ГЭС
- Результаты сценариев при Варианте 1 указывают на то, что в случае добавления только тепловых агрегатов, сценарии расширения с использованием угольных установок мощностью 350 МВт дают более низкие затраты по сравнению с теми, при которых используются угольные установки мощностью 150 МВт или установки комбинированного цикла мощностью 300 МВт. Сценарий увеличения выработки с наименьшими затратами в рамках Варианта 1 включает в себя агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт и две гидроэлектростанции.
- С учетом результатов сценариев по увеличению выработки Варианта 1 было решено проанализировать только два сценария по увеличению выработки в рамках Варианта 2 и Варианта 3 и это были сценарии с дополнением только агрегатов на угле мощностью 350 МВт (Сценарий 1) и другой с добавлением агрегатов на угле мощностью 350 МВт и два ГЭС (Сценарий 7). При процентной скидке в 10% разница в цене между сценарием 7 и сценарием 1 в сумме составляет 172 млн. долларов США, что связано с тем, что у сценария 1 затраты на топливо и ЭИТО выше, тогда как у сценария 7 выше стоимость капитальных инвестиций (113 млн. долларов США).



- Сравнивая СТВ сценариев увеличения выработки в рамках Варианта 1 с учётом и без учёта программ энергоэффективности, можно определить чистую выгоду этих программ, которая согласно сценарию 1 составляет 217 млн. дол. США, а согласно сценарию 7 составляет 192 млн. дол. США.
- В рамках Варианта 3 была разработана последовательность расширения генерации, при условии, что Ранняя Выработка Рогунской ГЭС будет доступна к середине 2019 года (начиная с двух агрегатов по 400 МВт), а остальные агрегаты будут сданы в эксплуатацию в январе 2023 года (2 агрегата по 600 МВт) и в июле 2023 года (еще 2 агрегата по 600 МВт)
- Итоговые СТВ при базовой учетной ставке (10%) для Вариантов 1, 2 и 3 приведены ниже. Из указанных данных ясно, что последовательность расширения генерации, где предусматривается строительство Рогунской ГЭС являются более экономичными по сравнению с теми сценариями, которые не предусматривают строительство этой ГЭС, при базовой учётной ставке на уровне 10%.

Вариант	СТВ (млн. дол. США)	
	Сценарий 1	Сценарий 7
1 - Без Рогунской ГЭС	6 811	6 639
2 - С Рогунской ГЭС	6 505	6 303
3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	6 322	6 256

- Сравнивая СТВ сценариев по увеличению выработки в рамках Варианта 2 и Варианта 3 с СТВ сценариев в рамках Варианта 1, можно определить выгоды и затраты связанные с Рогунской ГЭС. Итоговые СТВ выгод при базовой скидке (10%) для Варианта 2 и Варианта 3 приведены ниже. В таблице видно, что последовательность генерации с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС обеспечивает больше преимуществ, чем при последовательности с Рогунской ГЭС.

Вариант	Выгоды [1] СТВ (млн. дол. США)	
	Сценарий 1	Сценарий 7
2 - Без Рогунской ГЭС	306	336
3 - С Рогунской ГЭС	489	383

Примечание: [1] Относительно Варианта 1 - Без Рогунской ГЭС

- Преимущества сценариев с Рогунской ГЭС составляют порядка 4-5% от общих затрат по сценарию, в то время как преимущества сценариев с учётом ранней выработки Рогунской ГЭС составляют порядка 6-7% от общих затрат по сценарию. Обе эти выгоды могут оказаться сравнительно маленькими, это может быть вызвано несколькими факторами включая высокую дисконтную ставку, отсутствие таких выгод как защита от ВМН, затраты на вывод из эксплуатации существующих сооружений Рогунской ГЭС в случае без Рогунской ГЭС и отсутствия кредитов CO₂. Тем не менее, все эти факторы были рассмотрены в данном анализе.
- В анализе не были приняты во внимание результаты уменьшения генерационной мощности на Нурекской ГЭС из-за накопления седиментации так как это произойдет вне



периода исследования. Тем не менее, из-за того, что уменьшение выработки вероятно будет происходить в будущем до тех пор пока ее стоимость будет снижена по базисной дисконтной ставке и ее стоимость будет не очень большой.

- Довольно сложно провести перекрестное сравнение результатов Варианта 2 и Варианта 3, так как в денежных выплатах по Рогунской ГЭС в рамках двух вариантов существует разница, которая может исказить полученные результаты и повлиять на выбор. Выбранный метод денежных выплат по сценариям ранней выработки Рогунской ГЭС должен рассчитывать эти выплаты в той же степени точности, в какой эти выплаты рассчитаны в исследовании ТЭО, в целях исследований, проводимых по Рогунской ГЭС в рамках Варианта 2.
- Для Варианта 2 и Варианта 3 порядок увеличения выработки, разработанный в рамках Сценария 7 подготовлен общий низкий СТВ и соответственно он был выбран для определения требований по передаче.
- Результаты анализа чувствительности к высоким и низким уровням роста указывают на то, что сценарии увеличения выработки не являются чрезмерно чувствительными к росту спроса, при этом высокий рост спроса показывает большую разницу в СТВ между вариантами без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС. Для того, чтобы у плана по увеличению выработки с Рогунской ГЭС был такой же СТВ как и у плана без Рогунской ГЭС необходимо внести следующие изменения в индивидуальных параметрах.

Параметр	Основа	Изменение точки рентабельности
Капитальные затраты (%)	0	20
Затраты на топливо (%)	0	-40
Учётная ставка (%)	10	11,5
Цена на негарантированный экспорт (дол. США/МВтч)	40	<40

- Информация по передающей системе была получена в БТ. Данные, необходимые для проведения анализа динамических характеристик системы БТ, отсутствовали, и, следовательно, динамические исследования не проводились. Динамические исследования, как правило, представляют из себя подтверждающий анализ, а анализ потокораспределения является исследовательской частью исследования. Таким образом, вероятно, это не окажет значительного влияния на общие выводы. Тем не менее, рекомендуется, чтобы БТ при появлении динамических данных провёл подтверждающие исследования.
- Результаты существующих исследований системы указывают на низкие напряжения во время установившегося режима работы с необходимостью дополнительной шунтирующей реактивной мощности. В зависимости от нагрузки в летний или зимний периоды меняются потребности в реактивной мощности. В летний период эти потребности выше в северной части страны, тогда как в зимний период они выше в южной части страны.
- Исследования передающих сетей рекомендуют произвести замену проводов на нескольких линиях электропередач, чтобы повысить их тепловой предел для удовлетворения возрастающего спроса. Кроме того, необходимо добавить несколько трансформаторов, чтобы система могла удовлетворять потребности N-1.
- Есть линии, которые уникальные для каждого плана выработки. Эти линии добавлены как специальное обеспечение при аварийной ситуации для каждого варианта. Это может быть связано с разницей в передаче мощности из-за различного географического распределения выработки в каждом плане.



- Дополнения в систему согласно планам генерации включают линии электропередач 500 кВ и 220 кВ, новые подстанции и несколько батарей конденсаторов.
- По каждому плану расширения передачи (без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС) были рассчитаны потери при передаче. Общие потери в передающей системе составляют порядка 3-4 %. Потери были оценены с использованием цен, установленных в настоящем исследовании, их ежегодные значения колеблются в диапазоне от 44 млн. долларов США до 102 млн. долларов США.
- С использованием применяемой в Таджикистане стоимости единицы оборудования была определена стоимость объектов передающих сетей, которые должны быть добавлены в период исследования. Были получены следующие капитальные затраты:



Компонент	Капитальные затраты (млн. дол. США)		
	Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	
Новые линии	478,6	588,6	588,6
Подстанции	213,4	224,9	224,9
Модернизации линий	17,8	17,8	17,8
Конденсаторы	25,9	22,4	22,4
Итого	735,7	853,7	853,7

- Комбинированный СТВ для плана увеличения системы указан ниже. Можно увидеть, что общая стоимость плана без Рогунской ГЭС составляет 7 510 млн. дол. США, тогда как стоимость плана с Рогунской ГЭС составляет 7 265 млн. дол. США, плана с ранним вводом Рогунской ГЭС - 7 215 млн. дол. США. На Таблице видно, что СТВ передачи приблизительно составляет 13% от общей стоимости обоих планов.

Компонент	СТВ (млн. дол. США)			
	Без ГЭС	Рогунской	С Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС
Выработка	6 638,7		6 303,0	6 255,8
Передача	870,8		962,4	959,2
Итого	7 509,5		7 265,4	7 215,0

- Разница в стоимости между планами, предусматривающими строительство Рогунской ГЭС, и планом без учёта строительства Рогунской ГЭС составляет 244 млн. дол. США (в случае с Рогунской ГЭС) и 295 млн. дол. США (в случае с ранним вводом Рогунской ГЭС). Увеличение затрат на передачу не повлияет на результаты вариантов по увеличению выработки.
- Потребности в капитале были выполнены с учетом экономических и финансовых условий и представлены ниже:

Условия	Потребность в капитале (млн. дол. США)		
	Без Рогунской ГЭС	С Рогунской ГЭС	Ранний ввод Рогунской ГЭС
Экономические	6 822	9 233	9 233
Финансовые	10 387	12 501	12 145

- У планов без Рогунской ГЭС генерационный компонент предусматривает 87% капитала, тогда как у планов с Рогунской ГЭС генерационный компонент предусматривает 90% капитала. Планы с Рогунской ГЭС предусматривают большие размеры капитала в рамках экономических и финансовых условий. В финансовом выражении план с Рогунской ГЭС предусматривает потребности в капитале на 2 111 млн. дол. США больше чем план без



Рогунской ГЭС, и в экономическом выражении эта разница составляет 2 411 млн. дол. США.

- В финансовом выражении максимальная суммарная (выработка и передача) годовая потребность капитала для плана с Рогунской ГЭС составляет 1 286 млн. дол. США в 2024 году, далее следует 1 280 млн. дол. США в 2023 году. Более того, до 2025 года в рамках плана с Рогунской ГЭС потребности в капитале составляют 69% от общих потребностей в капитале в течение 25 лет, тогда как в рамках плана с ранним вводом Рогунской ГЭС потребности в капитале составляют 75%, а в рамках плана без Рогунской ГЭС - 47% от общих потребностей в капитале.
- Преимущества в рамках Варианта 3 больше, чем преимущества в рамках Варианта 2 в силу нескольких причин. В случаях ранней выработки Рогунской ГЭС наблюдается значительное снижение стоимости топлива, так как ГЭС будет сдана в эксплуатацию на много раньше запланированного срока, а также сокращение затрат на ЭиТО. Еще одним фактором, говорящим в пользу ранней выработки Рогунской ГЭС, является увеличение стоимости и количества негарантированного экспорта, что связано с тем что ГЭС начинает генерировать электроэнергию в более ранние сроки. Что касается расходов, настоящая стоимость капитальных затрат и затрат на ЭиТО ГЭС, составляет около 50% от общей стоимости и, соответственно, когда принимаются во внимание все различные факторы, сценарии ранней выработки Рогунской ГЭС представляют собой разумные преимущества по сравнению с соответствующими затратами сценариев, разработанных в рамках Варианта 1.

ЛОНДОН

36 BYRON HILL ROAD, HARROW ON THE HILL - MIDDLESEX - UNITED KINGDOM HA20HY
ТЕЛ: +44 (0)2084237711 - ФАКС: +44 (0)2084237766 - ЭЛ-АДРЕС: INFO.UK@CSCL.BIZ

МОСКВА

103009, ТВЕРСКОЙ БУЛЬВАР, 14/1 - МОСКВА - РОССИЯ
ТЕЛ: +7 (095)7975751 - FAX:+7 (095)7975752 - ЭЛ-АДРЕС: INFO.CIS@CSCL.BIZ

САРАЕВО

СЕКАЛУСА 52 - 71000 САРАЕВО - БОСНИЯ И ГЕРЦЕГОВИНА
ТЕЛ: +387 (0)33 219 101 - ФАКС: +387 (0)33 219 102 - ЭЛ-АДРЕС: INFO.BIH@CSCL.BIZ

ДУШАНБЕ

734012, ПРОСПЕКТ РУДАКИ 22, ДУШАНБЕ, ТАДЖИКИСТАН
ТЕЛ: +992 907 765961 - ЭЛ-АДРЕС



CORPORATE
SOLUTIONS

WWW.CORPORATE-SOLUTIONS.COM