



ОАХК «БАРКИ ТОЧИК»

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЭО ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА РОГУНСКОЙ ГЭС



ФАЗА II: ЗАКЛЮЧЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ

P002378. RP63

Август 2014



ИССЛЕДОВАНИЕ ТЭО ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА РОГУНСКОЙ ГЭС

Том 7: Заключение и Рекомендации

Август 2014

Отчет № P002378. RP 63

Б	20/08/2014	Финальный отчет	Луи Буза	Ассенсио Лара	Луи Буза
А	01/02/2014	Первый выпуск	Николя Санс	Ассенсио Лара	Николя Санс
Редакция	Дата	Тема редакции	Подготовлен	Проверен	Одобрен

СОДЕРЖАНИЕ

1	Подход проектирования для представленных вариантов	6
1.1	<i>Качество</i>	6
1.2	<i>Производительность</i>	6
1.3	<i>Устойчивость</i>	6
1.4	<i>Оптимизация затрат</i>	7
1.5	<i>Управление рисками</i>	7
2	КОНТЕКСТ ВАРИАНТОВ ПРОЕКТА	7
2.1	<i>Природные условия</i>	7
2.1.1	<i>Геология и соляной купол</i>	7
2.1.2	<i>Сейсмичность</i>	7
2.1.3	<i>Гидрология</i>	8
2.1.4	<i>Седиментация (наносы)</i>	8
2.2	<i>Существующие активы</i>	8
2.3	<i>Институциональные рамки вододелиния</i>	9
2.4	<i>Экологические и социальные воздействия</i>	9
2.5	<i>Прогноз спроса и рынка электроэнергии</i>	9
2.6	<i>План расширения выработки с наименьшими затратами и Экономический анализ</i>	10
3	ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВАРИАНТОВ	10
3.1	<i>Основные технические характеристики</i>	10
3.1.1	<i>Особенности плотины</i>	10
3.1.2	<i>Характеристики электромеханических оборудований</i>	10
3.2	<i>График реализации и логистика</i>	11
3.3	<i>Концепция ранней выработки</i>	12
3.4	<i>Выработка электроэнергии и дата ввода в эксплуатацию</i>	12
3.5	<i>Инвестиционные затраты</i>	14
3.6	<i>Срок службы проекта</i>	15
4	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДПОЧИТАЕМОЙ ПРОЕКТНОЙ КОНФИГУРАЦИИ	16
4.1	<i>Экономическая Оценка</i>	16
4.2	<i>Срок службы и Экономический анализ</i>	17
4.3	<i>Устойчивость и долгосрочное управление</i>	17
4.4	<i>Возможности институциональной рамки водораспределения</i>	18
4.5	<i>Безопасность каскада Вахи от экстремального паводка</i>	18
4.6	<i>Изменение климата и избежание выброса углерода</i>	19
4.7	<i>Установленная мощность и пик</i>	20
5	ЗАКЛЮЧЕНИЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ	21
6	ПОДРОБНОСТИ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА	22
6.1	<i>Плотина</i>	22

6.2	<i>Сооружения отвода реки</i>	23
6.3	<i>Водосбросы</i>	24
6.3.1	Водосбросной среднего уровня	24
6.3.2	Тоннели высокого уровня	25
6.3.3	Многоуровневые водоприемники	26
6.3.4	Поверхностный водосброс	26
6.4	<i>Машинный зал и ЭМ оборудование</i>	27
6.5	<i>Чертежи</i>	27

ТАБЛИЦЫ

Таблица 3.1: Основные особенности вариантов плотины	10
Таблица 3.2: ЭМ оборудование – Конечная отметка плотины 1290 мнум.....	11
Таблица 3.3: ЭМ оборудование - Конечная отметка плотины 1255 мнум.....	11
Таблица 3.4: ЭМ оборудование - Конечная отметка плотины 1220 мнум.....	11
Таблица 3.5: График реализации – Основные данные 1 – Сроки с момента предконтракта (в месяцах)....	11
Таблица 3.6: Производство электроэнергии во время строительства для всех вариантов плотины	12
Таблица 3.7: График реализации – Основные данные 2 – Сроки с момента предконтракта (в месяцах)....	13
Таблица 3.8: Средняя годовая выработка – Вариант плотины НПУ 1290 мнум.....	13
Таблица 3.9: Средняя годовая выработка – Вариант плотины НПУ 1255 мнум.....	14
Таблица 3.10: Средняя годовая выработка – Вариант плотины НПУ 1220 мнум.....	14
Таблица 3.11: Разбивка инвестиционных затрат для всех предлагаемых вариантов (в млн. ДСША).....	14
Таблица 3.12: Оцененный максимальный срок службы водохранилищ Рогунской ГЭС	15
Таблица 4.1 : Результаты Экономического Анализа	16
Таблица 4.2: Неиспользованный полезный объем.....	18

1 ПОДХОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ ПРЕДСТАВЛЕННЫХ ВАРИАНТОВ

В соответствии с объемом услуг, описанных в Техническом задании (ТЗ), всесторонняя технико-экономическая оценка была проведена по всем имеющимся на сегодняшний день проектным работам и предоставленным Консультанту. Все рекомендации по изменению проектирования в результате этой оценки строго соответствуют критериям проектирования, изложенным Консультантом в томе 3 Глава 1 (Критерии проектирования) отчета по Фазе II. Эти критерии основаны на международно-признанных стандартах и современный уровень инженерной практики для крупных гидроэнергетических проектов. Такой подход обеспечивает полную прозрачность в методологиях и концепциях, принятых в оценке, а также рекомендуемых изменениях проектирования.

Те же строгие принципы были применены к различным вариантам, представленным в этом отчете, обеспечивая равные основы проектирования для представленных вариантов. Эти критерии проектирования были установлены с целью объединения качества, производительности, устойчивости и оптимизации затрат для всех предложенных вариантов, как более подробно рассматривается ниже.

1.1 Качество

Критерии проектирования, используемые в данной оценке, основаны на международно-признанные стандарты и передовые отраслевые методы. Они направлены на гарантирование того, что если рекомендации будут строго соблюдаться, качество работ, потенциально полученных из этих концепций, гарантировано. Длительная безопасность сооружений имеет первостепенное значение и является движущей силой всех концепций проектирования, разработанных в данном отчете.

1.2 Производительность

Все сооружения были спроектированы для обеспечения оптимальной производительности во время эксплуатации проекта, как только безопасность эксплуатации была гарантирована.

1.3 Устойчивость

Долгосрочная безопасность и производительность предлагаемого проекта Рогунской ГЭС должна быть гарантирована. В частном случае реализации предлагаемого проекта Рогуна и учитывая масштабы работ, которые должны быть осуществлены Правительством Республики Таджикистан, все усилия были предприняты, чтобы гарантировать, что окончательное гидросооружение не станет обузой для страны в любой момент времени. Поэтому оценка была проведена с учетом долгосрочных последствий и аспектов срока службы проекта, когда сооружение больше не может производить электроэнергию.

1.4 Оптимизация затрат

После того, как качество, производительность, безопасность и устойчивость были гарантированы, оптимизация затрат учитывается при завершении проектирования, в соответствии с лучшими интересами Заказчика, разрабатываемого проекта.

1.5 Управление рисками

Для проекта был разработан всесторонний перечень рисков, чтобы основательно определить потенциальные будущие риски для всех вариантов, если проект должен быть реализован. Обнаружилось, что по всем вариантам проекта существует одинаковый перечень рисков.

Для каждого установленного риска, рекомендуются возможные меры по смягчению последствий. Цель в каждом случае заключалась в снижении рисков до приемлемого уровня в соответствии с указанными требованиями качества, безопасности, производительности и устойчивости.

2 КОНТЕКСТ ВАРИАНТОВ ПРОЕКТА

Предлагаемые варианты были должным образом получены с учетом сложных особенностей контекста проекта Рогунской ГЭС:

2.1 Природные условия

2.1.1 Геология и соляной купол

Предлагаемые варианты должным образом принимают во внимание сложную геологию участка. Всестороннее рассмотрение существующих данных и дополнительные исследования участка позволили, в ходе проведения оценки, лучше понять условия участка, в частности вниз по течению правого берега.

Наличие соляного тела, расположенного в основании всех вариантов плотины было подробно изучено. Это является темой отчета по Фазе 0, который включает числовые модели и физические исследования для тщательного решения этого вопроса. Все варианты в равной степени подвержены риску, обозначенному наличием соляного купола. Однако, с реализацией рекомендуемых мер по смягчению последствий, описанные в отчете Фазе 0, этот риск может быть уменьшен до уровня, который обеспечивает долгосрочную безопасность предлагаемых вариантов плотины.

2.1.2 Сейсмичность

Детерминированный подход привел к предварительной оценке сейсмических проектных параметров, по сравнению с которыми должна обеспечиваться устойчивость различных вариантов плотины. Как уточняется в отчете по Устойчивости плотины, все три различных варианта плотины разработаны, чтобы выдержать Пиковое Ускорение Грунта, соответствующее Максимальному Вероятному Землетрясению (по оценкам 0,71g). Это полностью соответствует международным критериям проектирования, принятым для плотин такой величины.

Ко-сейсмические смещения в случае крупных землетрясений были оценены и должным образом учтены при проектировании сооружения проекта (туннелей и т.д.)

2.1.3 Гидрология

Расчетные паводки были получены из подробных гидрологических рядов. Вероятный Максимальный Паводок (PMF) был рассмотрен в качестве расчетного паводка для всех вариантов плотины, со значением 7800 м³/сек.

Исследования по использованию водных ресурсов для трех предложенных вариантов и соответствующие выработки электроэнергии были получены из тех же рядов. Поэтому сравнение выгод для каждого варианта основано на длинном наборе данных, который считается надежным для определения экономической жизнеспособности предлагаемых вариантов проекта.

2.1.4 Седиментация (наносы)

Исследование седиментации было основано на имеющихся данных, включая существующие исследования Нурекского водохранилища. Чтобы соответствующим образом рассмотреть неопределенности, был использован тот же консервативный подход для определения различных сроков службы предлагаемых вариантов. Ежегодный приток наносов в водохранилище считается 100 миллионов м³/год.

Следует отметить, что в связи с высоким уровнем притока наносов в реке Вахш, все предложенные варианты плотины имеют ограниченный срок службы. Водоохранилище Рогунской ГЭС обязательно будет заполнено наносами в определенный период времени. Поэтому, была запланирована стратегия точного конца срока службы для всех вариантов плотины.

2.2 Существующие активы

Все варианты были разработаны, чтобы соответствующим образом объединить существующие сооружения, ранее построенные на участке. Была проведена тщательная оценка этих сооружений и подробно изложена в отчете по Фазе I. Целью оценки было определить пригодность этих конструкций по отношению к предлагаемым вариантам Рогуна. В случае необходимости, были рекомендованы обязательные восстановительные меры, чтобы довести сооружения до соответствия со стандартами безопасности и производительности, необходимыми для реализации проекта.

Все три предложенных варианта стараются включить существующее оборудование и сооружения где возможно. Это в лучших интересах Заказчика разработав проект для оптимизации общие затраты проекта.

В каждом варианте Рогуна предлагается работать вместе с Нурекской ГЭС, чтобы извлечь выгоду из того, что является одним из основных активов в общем таджикском существующем перечне гидроэлектростанций. Все усилия были предприняты для обеспечения максимизации выработки электроэнергии Нурекской ГЭС в течении наиболее возможного длительного периода.

2.3 Институциональные рамки водodelения

Все варианты проекта были определены в строгом ограничении того, что принцип работы Вахшского каскада вниз по течению от Нурека остается неизменным во время реализации (наполнения) и эксплуатации любого из вариантов Рогуна. На практике это означает, что каждый год, водохранилища Рогуна и Нурека совместно будут эксплуатироваться таким образом, что обеспечивает передача объемов воды соответствует нынешнему объему передачи воды. Будущее использование выделенных лимитов на воду Таджикистаном было включено в модель, в строгом соответствии со существующими практиками по распределению воды на реке Вахш.

В связи с этим следует отметить, что все предложенные варианты плотины могут работать при режиме, который не будет менять сезонную доступность воды в низовьях и останется подобно тому, как каскад эксплуатируется сегодня. Единственным значительным изменением будет будущее использование таджикской доли воды в начале для наполнения водохранилища, а потом для орошения, в соответствии с имеющимися в настоящее время договоренностями и практики.

2.4 Экологические и социальные воздействия

Оценка Экологического и Социального Воздействия (ОЭСВ) была проведена параллельно консультантом ОЭСВ на основе технических характеристик предлагаемых вариантов, определенных в отчете по Фазе II.

Анализ экологических и социальных последствий этих трех вариантов, проведенный консультантом ОЭСВ, не привел к исключению какого-либо из предлагаемых вариантов. При рассмотрении сравнений трех вариантов подтверждался, что ни один из них не имело неприемлемый уровень экологического и/или социального воздействия – хотя для высокой плотины потребуется больше переселение, чем остальные две другие варианты плотины.

Все экологические и социальные затраты для различных вариантов плотины, согласно оценки консультанта ОЭСВ, были должным образом приняты во внимание для получения общих капитальных затрат каждого предлагаемого варианта. В соответствии с задачами Консультанта ИТЭО, экологические и социальные воздействия, следовательно, отражаются в экономическом сравнении вариантов.

2.5 Прогноз спроса и рынка электроэнергии

Все предложенные варианты Рогуна будут вырабатывать электроэнергию, которая может использоваться, как для удовлетворения внутреннего спроса, так и для экспорта в соседние страны через межсистемные ЛЭП. Был проведен подробный прогноз роста внутреннего спроса, в том числе оценки в настоящее время неудовлетворенного спроса. Этот анализ является неотъемлемой частью оценки, гарантируя, что все предложенные варианты соответственно адаптированы к существующим рынкам и их будущим тенденциям.

2.6 План расширения выработки с наименьшими затратами и Экономический анализ

План расширения выработки с наименьшими затратами и Экономический анализа всех предлагаемых вариантов Рогуна, показывают, что каждый вариант проекта Рогуна является прогнозированием для обеспечения значительной экономии общих системных затрат и образования положительной Чистой Текущей Стоимости (ЧТС) в широком диапазоне предположений. Это преимущество в значительной степени происходит от контролируемой природы выработки от проекта Рогунской ГЭС. Все проектные варианты Рогуна лучше подходят к спросу (в частности, в зимнее время), а также обеспечивают более значительные уровни экспорта, чем другие вырабатываемые альтернативы в Таджикистане.

3 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВАРИАНТОВ

3.1 Основные технические характеристики

Для получения девяти вариантов Рогунской ГЭС были использованы те же критерии проектирования, которые представлены в томе 3 Глава 3 (Проектирование вариантов) Отчета по Фазе II. Эти девять вариантов проектирования состоят из трех вариантов высоты плотины (НПУ 1290 м н.у.м., НПУ 1255 м н.у.м. и НПУ 1220 м н.у.м.) с тремя различными установленными мощностями (МВт) для каждой высоты плотины.

Подробности для девяти вариантов проектирования, все из которых считаются технически осуществимыми, приведены ниже:

3.1.1 Особенности плотины

	НПУ = 1290 мнум	НПУ = 1255 мнум	НПУ = 1220 мнум
Гребень плотины (мнум)	1300	1265	1230
Уровень основания (мнум)	965	965	965
Высота плотины (мнум)	335	300	265
Общая емкость водохранилища (гм ³)	13 300	8 550	5 220
Отметка первой очереди (мнум)	1110	1090	1075

Таблица 3.1: Основные особенности вариантов плотины

3.1.2 Характеристики электромеханических оборудований

Общая установленная мощность (МВт)	3600	3200	2800
Количество агрегатов	6	6	6
Количество повторно используемых агрегатов (*)	2	2	2

Таблица 3.2: ЭМ оборудование – Конечная отметка плотины 1290 мнум

Общая установленная мощность (МВт)	3200	2800	2400
Количество агрегатов	6	6	6
Количество повторно используемых агрегатов (*)	2	2	2

Таблица 3.3: ЭМ оборудование - Конечная отметка плотины 1255 мнум

Общая установленная мощность (МВт)	2800	2400	2000
Количество агрегатов	6	6	6
Количество повторно используемых агрегатов (*)	2	2	2

(*) Принятие конечных рабочих колес после ввода в эксплуатацию

Таблица 3.4: ЭМ оборудование - Конечная отметка плотины 1220 мнум.

3.2 График реализации и логистика

Все варианты были тщательно проанализированы, чтобы получить подробный график строительства. Полученные разные периоды строительства для трех вариантов плотины представлены в таблице 3.5:

	НПУ 1290	НПУ 1255	НПУ 1220
Утверждение ИТЭО и решение ПРТ о продолжение проекта	0	0	0
Дата отвода реки	28	28	28
Завершение строительства перемычки	36	36	36
Завершение строительства плотины первой очереди	58	53	49
Завершение строительства плотины	163	142	120

Таблица 3.5: График реализации – Основные данные 1 – Сроки с момента предконтракта (в месяцах)

Как подробно приводиться в основном отчете по Фазе II, степень до которой сооружения, существующая инфраструктура и подходные туннели должны быть

разработаны для строительных работ величины предлагаемого проекта Рогуна, схожи для всех вариантов. Реализация любого из различных вариантов потребует стабильного контроля качества и организацию на участке. Следует отметить, что главное отличие в периоде строительства проекта связано с насыпи плотины. Это означает, что работа с высоким уровнем риска и непредвиденных обстоятельств как подземных сооружений и тоннелей имеют аналогичный характер для трех вариантов. Следовательно, в данном конкретном случае, увеличенный срок строительства не обязательно означает повышение рисков реализации для данного варианта.

Для всех вариантов проекта, в связи с очень сложной природой Проекта и его напряженным графиком, Консультант рекомендует тщательный отбор опытного и высококвалифицированного Генподрядчика/ Подрядчиков (и возможно субподрядчиков), а также проектировщиков и инженеров заказчика.

3.3 Концепция ранней выработки

Учитывая большую продолжительность периода строительства для всех предложенных вариантов плотины, для всех вариантов было принято раннее наполнение и концепция ранней выработки. Это позволит получение выгод от ранней выработки на протяжении длительного этапа реализации (заполнения) проекта.

Во время строительства, работа Рогунской ГЭС также оптимизирована с целью увеличения вырабатываемой энергии от всего каскада как можно раньше со следующими основными результатами:

Вариант плотины	НПУ 1290 м.н.у.м.	НПУ1255 м.н.у.м.	НПУ 1220 м.н.у.м.
Срок достижения нормальной эксплуатации	16 лет	13 лет	9 лет
Дополнительная электроэнергия, произведенная каскадом во время строительства по сравнению с вариантом «Без рогуна»	111 ТВт.ч.	69 ТВт.ч.	37 ТВт.ч.
Эквивалентные годы нормальной эксплуатации	7.7 лет	5.5 лет	3.7 лет

Таблица 3.6: Производство электроэнергии во время строительства для всех вариантов плотины

3.4 Выработка электроэнергии и дата ввода в эксплуатацию

Как обсуждалось выше, для проекта была принята ранняя выработка вместе с постепенной установкой агрегатов (турбин). Основные сроки ввода в эксплуатацию различных агрегатов приводятся ниже и были получены из детального анализа графика реализации:

	НПУ 1290	НПУ 1255	НПУ 1220
Утверждение ИТЭО и решение ПРТ о продолжение проекта	0	0	0
Отвод реки	28	28	28
Ввод в эксплуатацию агрегата 6 врем.	73	73	82 (*)
Ввод в эксплуатацию агрегата 5 врем.	75	75	84 (*)
Завершение монтажа агрегата 4	85	85	85
Завершение монтажа агрегата 3	98	98	98
Завершение монтажа агрегата 2	112	112	112
Завершение монтажа агрегата 1	112	112	112
Минимальная досягаемость уровня водохранилища	112	94	80
Остановка временных агрегатов 5 и 6	117	114	(*)
Ввод в эксплуатацию агрегата 4	115	101	101
Ввод в эксплуатацию агрегата 3	117	114	114
Ввод в эксплуатацию агрегата 2	119	116	116
Ввод в эксплуатацию агрегата 1	121	118	118
Ввод в эксплуатацию агрегата 6	123	120	(*)
Ввод в эксплуатацию агрегата 5	127	122	(*)

(*) Агрегаты 5-6 варианта с НПУ 1220 устанавливаются непосредственно с конечной конфигурацией (т.е. с конечными рабочими колесами и генераторами). Для вариантов с НПУ 1255 и 1290 установка производится с окончательными рабочими колесами и временными генераторами.

Таблица 3.7: График реализации – Основные данные 2 – Сроки с момента предконтракта (в месяцах)

Для базового сценария, обсуждаемого в главе Эксплуатация водохранилища (том 3, гл. 5.), как ожидается, следующая средняя ежегодная вырабатываемая энергия E_{Rogun} будет произведена различными предлагаемыми проектными вариантами во время нормальной эксплуатации:

Вариант плотины НПУ 1290 мнум	
Мощность	Средняя годовая выработка в ГВт.ч.
3600 МВт	$E_{\text{Rogun}}=14\ 398$
3200 МВт	$E_{\text{Rogun}}=14\ 288$
2800 МВт	$E_{\text{Rogun}}=14\ 066$

Таблица 3.8: Средняя годовая выработка – Вариант плотины с НПУ 1290 мнум

Вариант плотины НПУ 1255 мнум	
Мощность	Средняя годовая выработка в ГВт.ч.
3200 МВт	$E_{\text{Rogun}}=12\ 391$
2800 МВт	$E_{\text{Rogun}}=12\ 295$
2400 МВт	$E_{\text{Rogun}}=12\ 072$

Таблица 3.9: Средняя годовая выработка – Вариант плотины с НПУ 1255 мнум

Вариант плотины НПУ 1220 мнум	
Мощность	Средняя годовая выработка в ГВт.ч.
2800 МВт	$E_{\text{Rogun}}=10\ 121$
2400 МВт	$E_{\text{Rogun}}=10\ 037$
2000 МВт	$E_{\text{Rogun}}=9\ 800$

Таблица 3.10: Средняя годовая выработка – Вариант плотины с НПУ 1220 мнум

3.5 Инвестиционные затраты

Подробная оценка затрат (включая анализ стоимости за единицу) была установлена для девяти предлагаемых вариантов. Основные результаты стоимости для оценки завершения, в том числе материальные непредвиденные затраты, отражаются ниже:

млн. ДСША	Варианты проектирования								
	НПУ 1290 мнум			НПУ 1255 мнум			НПУ 1220 мнум		
	3600 МВт	3200 МВт	2800 МВт	3200 МВт	2800 МВт	2400 МВт	2800 МВт	2400 МВт	2000 МВт
Строительные работы (*)	3,398	3,398	3,398	2,876	2,876	2,876	2,199	2,199	2,199
Гидромеханическое и электромеханическое оборудование и ЛЭП/ПП (*)	1,176	1,081	1,013	1,060	993	916	945	868	798
Администрация + инжиниринг	229	224	221	197	193	190	157	153	150
Затраты на переселение и замену инфраструктуры	408	408	408	248	248	248	165	165	165
Итого	5,211	5,111	5,040	4,381	4,310	4,229	3,467	3,386	3,313

(*) Эти затраты включают материальные непредвиденные затраты

Таблица 3.11: Разбивка инвестиционных затрат для всех предлагаемых вариантов (в млн. ДСША)

3.6 Срок службы проекта

Как уже упоминалось выше, на основе расчетного объема твердого стока, конечный срок службы водохранилища (когда больше не возможно регулирование в водохранилище) можно рассчитать для каждого варианта (см. таблицу 3.12).

	Эксплуатационный срок службы
НПУ=1290 мнум	115 лет
НПУ=1255 мнум	75 лет
НПУ=1220 мнум	45 лет

Таблица 3.12: Оцененный максимальный срок службы водохранилищ Рогунской ГЭС

Обратите внимание, что повышение водоприемников в период срока службы проекта было предложено для того, чтобы продлить срок службы каждого варианта проекта до максимально возможного. Ежегодный приток наносов в 100 гм³/год также предполагается для получения этих цифр.

Как обсуждалось в Томе 2 Глава 6 (Седиментация), открытый поверхностный водосброс с соответствующей аэрацией и гашением энергии является обязательным. Предлагаемое решение должно быть реализовано для того, чтобы безопасно перейти долгосрочную перспективу расчетного паводка (т.е. ВМП), когда водосбросные туннели перестанут функционировать из-за блокирования наносами.

На этом этапе завершения срока службы, этот поверхностных водосброс может также сливать твердые притоки и управлять балансом наносов, спустя много времени, как станция и другие водосбросные сооружения будут выведены из эксплуатации.

Для всех предложенных вариантов, конечным вариантом управления завершения срока службы может быть перемещение затворов из поверхности водосброса, позволяющее наносам проложить рассеченный канал, через водосброс и подстилающие породы за период в несколько десятилетий. Это решение применимо для всех предлагаемых вариантов.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДПОЧИТАЕМОЙ ПРОЕКТНОЙ КОНФИГУРАЦИИ

4.1 Экономическая Оценка

Экономический анализ показывает экономическую жизнеспособность всех проектных вариантов Рогуна при диапазоне предположений, отраженных в следующей суммирующей таблице:

Вариант плотин ы	Установленна я мощность	Инвестиционны е затраты ¹	Усредненные затраты, включающие все(2013- 2050) ²	Вероятностна я взвешенная экономии ТС и ОСЗ ³	Вероятностна я взвешенная экономическа я ЧТС ⁴
			@ 10%	@ 10%	@ 10%
(НПУ мнум)	(МВт)	(млн. ДСША)	(ДСША/МВт.ч.)	(млн. ДСША)	(млн. ДСША)
1290	3600	5,211	57.78	640	800
	3200	5,111	56.89	674	841
	2800	5,040	56.55	632	817
1255	3200	4,381	58.20	640	702
	2800	4,310	57.57	622	721
	2400	4,229	57.11	569	724
1220	2800	3,467	50.31	450	609
	2400	3,386	49.97	424	616
	2000	3,313	50.88	393	560

Таблица 4.1 : Результаты Экономического Анализа

Примечание: Цветовая маркировка используется для выделения относительных значений для каждого параметра, не во всех случаях: красный = худший (самая высокая стоимость, самая низкая выгода), желтый = средний, зеленый = лучший (самая низкая стоимость, самая высокая выгода).

¹:Инвестиционная стоимость является простой суммой 1) Общестроительных работ, 2) Гидромеханическое и электромеханическое оборудование, 3) Управление + инжиниринг, и 4) Переселение и замена инфраструктуры (затраты на окружающую среду). ПВС не входит.

²: Усредненная стоимость, включающая все представляет собой соотношение текущей стоимости (ТС) инвестиционных затрат на ТС выработки, используя дисконтную ставку в размере 10% .

³:Общие Системные Затраты (ОСЗ) для Таджикистана определяются как сумма оплат годового капитального расхода, затраты на не топливную эксплуатацию и техническое обслуживание, затраты на топливо, выгоды от защиты от паводка, и чистые финансовые выгоды от чистого экспорта. Экономия рассчитывается по сравнению с ситуацией, когда Рогун не построен, и представленной здесь, в том числе стоимость в конце периода прогнозирования до конца службы каждого варианта проекта. Базовый набор предположений плюс восемь чувствительностей к нему были рассмотрены, и вероятностный взвешенный результат во всех этих девяти случаях показан здесь.

⁴:Чистая Текущая Стоимость (ЧТС) является сумма текущей стоимости экономических выгод (в том числе защиты от паводка вниз по течению) меньше всех экономических затрат. Поскольку с экономией ОСЗ они были рассчитаны до конца срока службы для каждого варианта проекта, и оцениваются по базовым предположениям и восьми чувствительностям.

Вариант НПУ 1290 м над уровнем моря с установленной мощностью 3200 МВт показывает самую высокую Общую системную экономию затрат и самую высокую Чистую Текущую Стоимость экономических выгод. Это показывает, что дополнительные затраты на реализацию самого высокого варианта, компенсируются

растущими выгодами, получаемыми в течение срока службы проекта. Эти результаты укреплены более низкой дисконтной ставкой, которая распределяет больший вес в долгосрочные выгоды проекта.

С чисто экономической точки зрения, вариант самой высокой плотины и средняя установленная мощность (НПУ 1290 м над уровнем моря и 3200 МВт) является наиболее привлекательным вариантом.

4.2 Срок службы и Экономический анализ

Как показано выше, разные предлагаемые проектные варианты плотины имеют существенно разные ожидаемые сроки службы (115 лет, 75 лет и 45 лет для НПУ 1290 мнум, НПУ 1255 мнум и НПУ 1220 мнум, соответственно). Разница в сроке службы между предлагаемыми вариантами плотины является существенным фактором, поскольку проект Рогуна является большим инвестированием для ПРТ, также как главным активом, как во всем энергетическом секторе страны, так и в регионе.

К сожалению, существуют ограничения в отражении ключевых экономических параметров за 50 лет, поэтому, План расширения с наименьшей стоимостью и Экономический анализ концентрируется на период до 2050. Более того, долгосрочные выгоды такого большого проекта очень сложно оценить адекватно, несмотря на включения расчета окончательной стоимости в анализ, из-за эффекта уменьшения коэффициента дисконтирования. Однако, проведенный анализ чувствительности на коэффициент дисконтирования, четко показывает, что любое снижение в дисконтной ставке, существенно улучшает чистые прибыли от варианта самой высокой плотины (НПУ 1290 мнум), показывая, что в длительном периоде самая большая плотина играет главную роль в долгосрочной перспективе в таджикской энергетической системе.

Также ясно, что такая стратегическое инвестирование для ПРТ не может быть решено на основе периода исследования в 50 лет, а должно рассматриваться как наследие для будущих поколений. Это главный аргумент в пользу самой высокой плотины (НПУ 1290 мнум), что обеспечивает самый длительный срок службы проекта, гарантируя производство недорогой электроэнергии на самый длинный период для таджикской энергетической системы и более обобщенно для Региона как стратегический проект экспорта.

4.3 Устойчивость и долгосрочное управление

Как упоминалось ранее, конец срока службы такого большого ресурса понадобится, чтобы иметь дело в начале проекта и потребует больших инвестиций (например, тех. обслуживание поверхностного водосброса, используемого для эвакуации речного стока, когда плотина будет заполнена наносом).

Консультант рекомендует обеспечить средства на вывод из эксплуатации как можно раньше, с частью проектных выгод для того, чтобы финансировать эти затраты конца срока службы. Финансирование такого капитала будет легче для проекта с продленным сроком службы, который обеспечит прибыли на достаточно долгий период времени. Также можно предположить, что инженерные методы будут развиты в

течение срока службы проекта. Это определенно говорит в пользу вариантов с более длительным сроком службы.

4.4 Возможности институциональной рамки водораспределения

Различные предлагаемые варианты Рогунской плотины не повлияют на сезонный режим стока ниже по течению от Нурека. Кроме того, эксплуатация строго соответствует существующим соглашениям и практикам по распределению доли воды. Однако, в этом эксплуатационном режиме самое большое водохранилище при НПУ 1290 м над уровнем моря и среднее водохранилище при НПУ 1255 м над уровнем моря, не будут полностью использованы и имеют неиспользованный полезный объем как показано на следующей таблице:

	Рогун 1290	Рогун 1255	Рогун 1220
УМО (мнум)	1185	1161	1137
Общий объем водохранилища (млн.м ³)	13 800	8 490	5 210
Неиспользованный полезный объем	60%	35%	0%

Таблица 4.2: Неиспользованный полезный объем

Это может предоставлять потенциальную возможность сотрудничества для всего бассейна Амударьи, приведя дополнительную емкость, которая возможно может быть мобилизована в засушливые годы для поддержания ирригационных нужд прибрежных стран. Вариант самой высокой плотины предоставляет наибольшие возможности для накопления воды и связанные с ним экономические выгоды. Механизмы сбыта должны быть институционализированы между заинтересованными странами для более эффективного использования, а также обеспечения долгосрочной жизнеспособности такого подхода совместного эффективного водораздела.

Значительный потенциал для варианта самой высокой плотины (НПУ 1290 м над уровнем моря) и, возможно, средний вариант (НПУ 1255 м над уровнем моря), может быть получен, если международные соглашения могут быть согласованы со странами низовья.

4.5 Безопасность каскада Вахш от экстремального паводка

Как поясняется в Главе 3 Тома 3, Вахшский Каскад на сегодняшний день не предназначен для пропуска ВМП. Это, в частности, имеет место для Нурекской плотины, одного из крупнейших в мире плотин.

Моделирования показывают, что единственные варианты плотины с НПУ 1290 м над уровнем моря и 1255 м над уровнем моря могут безопасно справиться с ВМП и защитить сооружения вниз по течению от перелива. Эта функция не может быть гарантирована вариантом самой низкой плотины (НПУ 1220 мнум), требующим немедленные большие работы по модернизации сооружений вниз по течению, которые могут соответствовать общему инвестированию до 1 млрд. долл. США для всего каскада.

Ввиду ограниченного ожидаемого срока службы варианта НПУ 1255 мнум (75 лет), и для того, чтобы гарантировать, что такая позитивная выгода, приводит к безопасности

каскада за самый долгий период времени, было бы более эффективно реализовать вариант НПУ 1290 мнум.

Это также соответствует идее о средствах конца срока службы, что должны быть собраны во время срока службы проекта, чтобы обеспечить финансирование работ по модернизации, необходимых для проектов вниз по течению, чтобы безопасно пропустить ВМП. Инвестиции в 1 млрд. ДСША, в любом случае понадобятся, когда объем водохранилища будет потерян для всех вариантов и, следовательно, в далеком горизонте для варианта самой высокой плотины.

Консультант рекомендует развернуть систему прогнозирования паводка: во время исключительных годов, где условия могли бы способствовать возникновению экстремального паводка с магнитудой ВМП, уровни водохранилища Рогун и Нурека должны быть снижены до сезона паводков. Если, в конечном счете во время этого сезона половодья не наблюдается никакого паводка, водохранилище останется пустым после летних месяцев. Это имело бы пагубное воздействие на производство электроэнергии для Рогун и Нурека в тот указанный год.

Однако, учитывая то, что вариант самой высокой плотины Рогун будет иметь существенный остаток объема, можно снова наполнить водохранилище в течение нескольких последующих годов и потеря электроэнергии могла бы быть распределена на несколько лет, снижая свое влияние на выгоды проекта. Это также означало бы выполнение Соглашений о покупке электроэнергии (СПЭ) и других соглашений о реализации с меньшими штрафами. Впоследствии, вновь заполнение Рогун могло быть распределено на последующие годы. Из данной перспективы понятно, что вариант самой высокой плотины обеспечивает самую лучшую гибкость справиться с такой исключительной ситуацией.

4.6 Изменение климата и избежание выброса углерода

Проекты водохранилища оказываются более адаптивными к изменениям расчетного паводка в связи с изменением климата. Дополнительные объемы водохранилища для доступного регулирования потока в двух вариантах самой высокой плотины и неиспользованной в настоящем моделировании может принести больше гибкости, чтобы справиться с изменчивостью гидрологии. Это могло увеличиться в расчетном паводке (ВМП) или лучшем управлении в засушливые годы в зависимости от воздействий изменения климата в будущем. Это говорит в пользу вариантов с самым большим неиспользованным объемом и дает больше потенциала вариантом плотины повыше.

Более того, выработка из проектов водохранилища может заменить выработку использования ископаемого топлива, что приводит к сокращению выбросов углекислого газа ("CO₂"). Этот аспект еще не был принят во внимание в экономическом анализе, представленном выше, но мы можем сказать, что чем больше производится годовая энергия ГЭС, тем выше избегаемые выбросы и, следовательно, потенциальные выгоды от сокращения выбросов CO₂. Этот аргумент способствует вариантам самой высокой плотины. На следующем этапе исследования, оценка возможных экономических выгод, приписываемых сокращениям выбросов CO₂ будут включены в общий экономический анализ.

4.7 Установленная мощность и пик

План расширения с наименьшими затратами, принятый для Таджикистана и его соседей предполагает, что дополнительная чистая выгода добавления мощности за пределами определенной точки ограничена. Обратите внимание, что средняя годовая выработка (измеряемая относительно энергии, МВт.ч.) каждого варианта плотины очень похожа и не зависит от установленной мощности. Преимущество дополнительной пиковой мощности (измеряемой в мощности МВт имеющейся во время пика) ограничено межсистемными ограничениями и уровнем достижимых цен в Таджикистане и Пакистане (которая является главным экспортным рынком для Таджикистана). Это объясняет, почему вариант 3600 МВт при НПУ 1290 м над уровнем моря является менее привлекательным, чем 3200 МВт в соответствии с экономическим анализом, проведенным до сих пор.

Однако могут быть и другие критерии для рассмотрения, такие как возможность увеличения установленной мощности позднее. Одним из решений может быть, оставить место одного агрегата пустым и принять решение об установке другого агрегата на более позднем этапе. Кроме того, если дополнительные затраты на добавление одного агрегата незначительны, следует отметить, что этот дополнительный агрегат может принести больше гибкости в вырабатывающей системе, позволяя резервные периоды для обслуживания без потери общего годового производства энергии. Дополнительные расходы будут возмещены избежавшей потерей выработки во время технического обслуживания. Это должно быть подробно исследовано в следующей фазе исследований.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ И РЕКОМЕНДАЦИИ

На основании выше приведенных соображений, Консультант рекомендует, что вариант самой высокой плотины (НПУ = 1290 м над уровнем моря) выбирался для дальнейшего детального рассмотрения: Этот вариант станет основным ресурсом в таджикской системе выработки электроэнергии, а также на региональном рынке энергоресурсов, обеспечивая устойчивое производство по низкой цене на самый длинный промежуток времени. Он также защитит Вахшский каскад от экстремальных паводков без дополнительных инвестиций на самый длительный период, избегая большие восстановительные работы, что необходимо сделать на Каскаде.

Поскольку экономические результаты, предоставляемые разными вариантами установленных мощностей относительно схожи, рекомендуется более подробно изучить заключительного оптимизации определения размера агрегата вариантов. На основе выполненных анализов для Фазы II, выясняется, что средняя установленная мощность будет достаточно (3200 МВт), из-за разницы в первоначальных капиталовложениях на оборудование и очень маленькой дополнительной выработки электроэнергии от варианта большей установленной мощности.

Была предоставлена ряд рекомендаций для дальнейших исследований и анализов, которые должны выполняться для детального проектирования проекта.

6 ПОДРОБНОСТИ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА

6.1 Плотина

	НПУ = 1290 мнум
Гребень плотины	1300 мнум
Уровень основания	965 мнум
Высота плотины	335 м
Длина гребня	660 м
Ширина гребня	20 м
Уровень гребня ядра	1296.25 мнум
Форсированный подпорный уровень (ФПУ)	1296 мнум
Уровень мертвого объема (УМО)	1185 мнум
Полезный объем водохранилища	10 300 км ³
Общий объем водохранилища	13 300 км ³
Среднегодовые притоки	20 100 км ³
Уклоны плотина	Верхний бьеф: 2.4 Н/1V Нижний бьеф: 2 Н/1V
Отметка плотины первой очереди	1110 мнум
Толщина гребня ядра	8 м
Уклоны ядра	Верхний бьеф: 0.5 Н/1V Нижний бьеф: -0.1 н/1V
Толщина фильтров	Верхний бьеф: 2 слоя каждый толщиной 10 м выше минимального эксплуатационного уровня и один слой в 10 м ниже Нижний бьеф: 2 слоя каждый 10 м

6.2 Сооружения отвода реки

	НПУ = 1290 мнум
Строительный туннель 1	
<i>Общая длина туннели</i>	1439.5 м
<i>Сечение напорного участка (D-образный)</i>	96.55 м ²
Водоприемник низкого уровня	989.60 мнум
Водоприемник высокого уровня	1020 мнум
<i>Расчетный напор</i>	120 м
Минимальный эксплуатационный уровень	989.60 мнум
Максимальный эксплуатационный уровень	1110 мнум
<i>Расчетный пропуск</i>	2490 м ³ /с
Строительный туннель 2	
<i>Общая длина туннели</i>	1420.7 м
<i>Сечение напорного участка (D-образный)</i>	96.55 м ²
<i>Водоприемник низкого уровня</i>	1001.80 мнум
<i>Водоприемник высокого уровня</i>	1020 мнум
<i>Расчетный напор</i>	120 м
Минимальный эксплуатационный уровень	1001.80 мнум
Максимальный эксплуатационный уровень	1110 мнум
<i>Расчетный пропуск</i>	2490 м ³ /с
Строительный туннель 3	
<i>Общая длина туннели</i>	1560 м
<i>Диаметр напорного участка</i>	15 м
Уровень водоприемника	1035.0 мнум
<i>Уровень выходного портала</i>	1023.45 мнум
<i>Расчетный напор</i>	150 м
Минимальный эксплуатационный уровень	1035 мнум
Максимальный эксплуатационный уровень	1160 мнум
<i>Расчетный пропуск</i>	3694 м ³ /с

Данные относятся к состоянию максимального исключительного напора

6.3 Водосбросы

6.3.1 Водосбросной среднего уровня

	НПУ = 1290 мнум
Водосбросной среднего уровня 1	
<i>Общая длина тоннеля</i>	1464.0 м
<i>Диаметр напорного участка (округлый)</i>	15 м
Уровень водоприемника	1083.50 мнум
Уровень выходного портала	1077.60 мнум
<i>Расчетный напор</i>	150 м
Минимальный эксплуатационный уровень	1100.0 мнум
Максимальный эксплуатационный уровень	1215.0 мнум
<i>Расчетный пропуск</i>	3685 м ³ /с
Водосбросной среднего уровня 2	
<i>Общая длина тоннеля</i>	1117.0 м
<i>Диаметр напорного участка (округлый)</i>	15 м
Уровень водоприемника	1140 мнум
Уровень выходного портала	1026.80 мнум
<i>Расчетный напор</i>	150 м
Минимальный эксплуатационный уровень	1155 мнум
Максимальный эксплуатационный уровень	1270 мнум
<i>Расчетный пропуск</i>	3710 м ³ /с

Данные относятся к состоянию максимального исключительного напора

6.3.2 Тоннели высокого уровня

	НПУ = 1290 мнум
Тоннель высокого уровня 1	
<i>Общая длина тоннеля</i>	1264.1 м
<i>Диаметр напорного участка (Подковообразный)</i>	10 м
<i>Уровень водоприемника</i>	1190 мнум
<i>Уровень выходного портала</i>	1177.70 мнум
<i>Уровень водосбросного сооружения</i>	1000.00 мнум
<i>Длина водосброса</i>	440.3 м
<i>Расчетный напор</i>	100 м
<i>Минимальный эксплуатационный уровень</i>	1190 мнум
<i>Максимальный эксплуатационный уровень</i>	1290 мнум
<i>Расчетный пропуск</i>	1570 м ³ /с
Туннель высокого уровня 2	
<i>Общая длина тоннеля</i>	1410.1 м
<i>Диаметр напорного участка (Подковообразный)</i>	10 м
<i>Уровень водоприемника</i>	1190 мнум
<i>Уровень выходного портала</i>	1176.57 мнум
<i>Уровень водосбросного сооружения</i>	1000 мнум
<i>Длина водосброса</i>	415.9 м
<i>Расчетный напор</i>	100 м
<i>Минимальный эксплуатационный уровень</i>	1190 мнум
<i>Максимальный эксплуатационный уровень</i>	1290 мнум
<i>Расчетный пропуск</i>	1570 м ³ /с
Туннель высокого уровня 3	
<i>Общая длина туннели</i>	
<i>Диаметр напорного участка (подковообразный)</i>	
<i>Уровень водоприемника</i>	
<i>Уровень выходного портала</i>	
<i>Уровень водосбросного сооружения</i>	
<i>Длина водосброса</i>	
<i>Расчетный напор</i>	
<i>Минимальный эксплуатационный уровень</i>	
<i>Максимальный эксплуатационный уровень</i>	
<i>Расчетный пропуск</i>	

Данные относятся к состоянию максимального исключительного напора

6.3.3 Многоуровневые водоприемники

	НПУ = 1290 мнум
<i>Осевая длина водоводов водоприемников</i>	312.5 м
<i>Внутренние размеры водопропускных сооружений</i>	16 x 12 м
<i>Верхний уровень водоприемников (Агрегаты 1, 2, 5, 6)</i>	1167 мнум
<i>Нижний уровень водоприемников (Агрегаты 3, 4)</i>	1152 мнум
<i>Кол-во активных отверстий водоприемников</i>	4
<i>Уровень активных отверстий высоких водоприемников</i>	1179.3 мнум
<i>Уровень активных отверстий низких водоприемников</i>	1104.3 мнум
<i>Расчетный напор затворов водоприемников ГЭС</i>	140 м

6.3.4 Поверхностный водосброс

	НПУ = 1290 мнум
Первый этап	
<i>Кол-во модулей</i>	1
<i>Кол-во туннелей</i>	2
Заключительный этап	
<i>Кол-во модулей</i>	3
<i>Кол-во туннелей</i>	6
Ширина туннели (D-образный)	9.40 м
Высота туннели (D-образный)	15 м
Высота падения	224 м
Кол-во средних водосбросов	2
Ширина средних водосбросов	33 м
Расчетный пропуск (ВМП)	7800 м ³ /с
Уровень порога	1284 мнум
Уровень выхода носка высокого уровня	1060 мнум
Минимальный	1284 мнум

эксплуатационный уровень	
Максимальный эксплуатационный уровень	1296 мнум

6.4 Машинный зал и ЭМ оборудование

Общая установленная мощность (МВт)	3600	3200	2800
Кол-во агрегатов	6	6	6
Кол-во повторно использованных агрегатов (*)	2	2	2
Рмакс (МВт)	615	533.3	466.7
Рмин (МВт)	360	270	245
Нмакс (м)	320	320	320
Нмин (м)	185	185	185
Нноминальный (м)	285	285	285
Об/мин	166.7	166.7	166.7

6.5 Чертежи