



ОАХК «БАРКИ ТОЧИК»

## ИССЛЕДОВАНИЯ ТЭО ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА РОГУНСКОЙ ГЭС



### ОТЧЕТ ФАЗЫ II (ОКОНЧАТЕЛЬНОГО): ВАРИАНТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЕКТА

#### ТОМ 3: ИНЖЕНЕРИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ

#### Глава 5: Исследования по моделированию эксплуатации водохранилища





## ИССЛЕДОВАНИЯ ТЭО ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА РОГУНСКОЙ ГЭС

### ФАЗА II: ВАРИАНТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЙ ПРОЕКТА

#### Том 3: Инженерия и Проектирование

#### Глава 5: Исследования по моделированию эксплуатации водохранилища

Август 2014 г.

Отчет №: P.002378 RP40 Ред. Д

Д	06/08/2014	Оконч. После 5-х консультационных встреч	О. Клав	А. Лара	Л.Буза
Г	31/03/2014	Финальный отчет	О. Клав	А. Лара	Н. Санс
В	06/11/2013	Комментарии ВБ, обновлен график строительства	О. Клав	А. Лара	Н. Санс
Б	16/07/2013	Включены комментарии ВБ и ПРТ	О. Клав	А. Лара	Н. Санс
А	29/03/2013	Первое издание	О. Клав	А. Лара	Н. Санс
<b>Редакция</b>	<b>Дата</b>	<b>Тема редакции</b>	<b>Подготовлено</b>	<b>Проверено</b>	<b>Одобрено</b>

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Аббревиатуры</b>	<b>12</b>
<b>1. ЦЕЛИ И КОНТЕКСТ</b>	<b>13</b>
<b>2. ДАННЫЕ И ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ</b>	<b>14</b>
2.1 <i>Источники данных</i>	14
2.2 <i>Модель Вахиского Каскада</i>	14
2.3 <i>Правовая база межгосударственного водо-распределения</i>	16
2.4 <i>Притоки</i>	19
2.5 <i>Водозаборы из реки Вахи в Таджикистане</i>	21
2.6 <i>Характеристики водохранилищ</i>	22
2.7 <i>Седиментация</i>	25
2.8 <i>Характеристики ГЭС</i>	28
2.9 <i>Установленная мощность Рогунской ГЭС</i>	30
2.10 <i>Раннее заполнение Рогуна</i>	31
2.10.1 <i>График строительства</i>	31
2.10.2 <i>Характеристики временных агрегатов</i>	31
<b>3 МЕТОДОЛОГИЯ</b>	<b>36</b>
3.1 <i>Общее</i>	36
3.2 <i>Алгоритм расчета для моделирования водохранилища</i>	38
3.3 <i>Переменная электроэнергия</i>	39
3.4 <i>Понимание эксплуатации Нурекской ГЭС</i>	40
3.5 <i>Калибровка модели</i>	42
3.6 <i>Улучшение эксплуатации Нурекской ГЭС</i>	49
3.7 <i>Совместная эксплуатация Рогунской и Нурекской ГЭС</i>	50
3.8 <i>Совместная эксплуатация Рогунской и Нурекской ГЭС во время заполнения водохранилища Рогунской ГЭС</i>	52
<b>4 ИССЛЕДОВАННЫЕ СЦЕНАРИИ</b>	<b>52</b>
4.1 <i>Случаи сценария моделирования для нормальной эксплуатации</i>	52
4.2 <i>Сценарий моделирования для заполнения водохранилища Рогунской ГЭС</i>	53
4.3 <i>Суммирующая таблица</i>	53
<b>5 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>	<b>54</b>
5.1 <i>Без Рогуна</i>	54
5.1.1 <i>Правило кривой водохранилища</i>	54
5.1.2 <i>Результаты сценария (а)</i>	56
5.1.3 <i>Результаты сценарий (б)</i>	60
5.2 <i>С Рогуном, Базовые сценарии (б)</i>	64
5.2.1 <i>Оптимизированная совместная эксплуатация Рогунской и Нурекской ГЭС</i>	64
5.2.2 <i>НПУ =1290 м.н.у.м</i>	64

5.2.3	НПУ = 1255 м.н.у.м.	70
5.2.4	НПУ =1220 м.н.у.м.	75
5.3	<i>Текущее состояние, экстраполированное с Рогуном (а)</i>	80
5.3.1	НПУ =1290 м.н.у.м.	80
5.3.2	НПУ=1255 м.н.у.м.	85
5.3.3	НПУ =1220 м.н.у.м.	90
5.4	<i>Базовый сценарий с седиментацией</i>	95
5.4.1	Общее	95
5.4.2	Без Рогуна	96
5.4.3	С Рогуном НПУ = 1290 м.н.у.м.	97
5.4.4	С Рогуном НПУ = 1255 м.н.у.м.	100
5.4.5	С Рогуном НПУ = 1220 м.н.у.м.	101
5.5	<i>Синтез и сравнение результатов</i>	102
5.5.1	Выработка электроэнергии	102
5.5.2	Расход на нижней точке Вахшского каскада	106
5.5.3	Другие комментарии	107
<b>6</b>	<b>РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ – ПЕРИОД ЗАПОЛНЕНИЯ</b>	<b>107</b>
6.1	<i>Гидрологическая обстановка</i>	107
6.2	<i>НПУ = 1290 м.н.у.м.</i>	108
6.3	<i>НПУ = 1255 м.н.у.м.</i>	111
6.4	<i>НПУ = 1220 м.н.у.м.</i>	114
6.5	<i>Комментарии к вызванной сейсмичности</i>	117
<b>7</b>	<b>ВЫВОДЫ</b>	<b>119</b>
<b>8</b>	<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	<b>122</b>

## РИСУНКИ

Рисунок 2.1: Схема Вахшского каскада .....	16
Рисунок 2.2: Притоки ИГП и оттоки Нурека .....	20
Рисунок 2.3: Годовые притоки периода моделирования.....	21
Рисунок 2.4: Вычисленный уровень водохранилища относительно исторических уровней Нурекского водохранилища .....	24
Рис. 2.5: Объем водохранилищ Рогуна и Нурека относительно отметок .....	25
Рисунок 2.6: Аккумулирующий объем Рогунского водохранилища НПУ = 1290 м.н.у.м. – влияние седиментации .....	26
Рисунок 2.7: Аккумулирующий объем Рогунского водохранилища НПУ = 1255 м.н.у.м. – влияние седиментации .....	27
<b>Рисунок 2.8: Аккумулирующий объем Рогунского водохранилища НПУ = 1220 м.н.у.м. – влияние седиментации .....</b>	<b>27</b>
Рисунок 2.9: Аккумулирующий объем Нурекского водохранилища. Влияние седиментации без Рогуна .....	28
Рисунок 2.10: График наращивания плотины - НПУ=1290, 1255 и 1220 м.н.у.м.....	31
Рисунок 2.11 : Агрегаты Рогунской ГЭС - НПУ=1290 м.н.у.м. ....	33
Рисунок 2.12: Агрегаты Рогунской ГЭС - НПУ=1255 м.н.у.м. ....	34
Рисунок 3.1 : Алгоритм расчета.....	39
Рисунок 3.2: Определение гарантированной и вторичной электроэнергии .....	40
Рисунок 3-3 : Исторический отток Нурекской ГЭС и уровень водохранилища (1991-2008) .....	41
Рисунок 3-4 : Историческая выработка электроэнергии Нурекской ГЭС (1991-2008) .....	42
Рисунок 3-5 : Оттоки Нурека относительно ее притокам .....	42
Рисунок 3.6 : Уровень Нурекского водохранилища–Сравнение между историческими данными и результатами моделирования.....	43
Рисунок 3.7 : Сравнение исторических и имитированных оттоков Нурека.....	45
Рисунок 3.8 : Оттоки Нурека–Сравнение между историческими данными и результатами моделирования.....	45

Рисунок 3.10 : Сравнение исторической и смоделированной ежемесячной выработки электроэнергии Нурека .....	46
Рисунок 3.11 : Кривая протяженности оттоков Нурека - Сравнение между историческими данными и результатами моделирования.....	47
Рисунок 5.1 : Кривая правила уровня водохранилища Нурекской ГЭС–Калиброванное и улучшенное .....	55
Рисунок 5.2: E95% Нурека относительно УМО .....	55
Рисунок 5.3: Без Рогуна (а) – Сравнение исторического и моделированного расхода вниз по течению от Нурека (1991-2008) .....	56
Рисунок 5.4: Обобщения смоделированных (сценарии а – без Рогуна) и исторических расходов ниже Нурекской ГЭС .....	57
Рисунок 5.5: Без Рогуна (а) –Сравнение исторической и смоделированной выработанной электроэнергии .....	58
Рисунок 5.6 : Среднемесячная произведенная каскадом энергия в течение года .....	58
Рисунок 5.7 : Без Рогуна (а) - Ежемесячное распределение выработки электроэнергии Нурека .....	59
Рисунок 5.8: Без Рогуна (а) - Ежемесячное распределение выработки электроэнергии каскада Вахш .....	59
Рисунок 5.9 : Сценарий без Рогуна (а) –Расход вниз по течению каскада.....	60
Рисунок 5.10 : Сценарий без Рогуна (а) – Распределение расхода вниз по течению каскада .....	60
Рисунок 5.11 : Сценарий без Рогуна (б) – Среднемесячная выработка электроэнергии Каскада.....	61
Рисунок 5.12 : Сценарий без Рогуна (б) – Распределение ежемесячной выработки Нурека .....	62
Рисунок 5.13 : Сценарий без Рогуна (б) – Распределение ежемесячной выработки Вахшского каскада.....	62
Рисунок 5.14 : Без Рогуна, сценарий (б)- Расход на нижней части каскада .....	63
Рисунок 5.15 : Без Рогуна, сценарий (б) – Распределение расхода на нижней части каскада .....	63
Рисунок 5.16 : Оптимизация совместной эксплуатации Рогунской и Нурекской ГЭС.....	64
Рисунок 5.17 : Сценарий (б-1290) – Средний уровень водохранилища Рогуна и Нурека	65
Рисунок 5.18 : Среднемесячная электроэнергия, выработанная каскадом за год по Сценарию (б-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	66

Рисунок 5.19 : Помесячное распределение Рогунской электроэнергии - Сценарий (б-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	67
Рисунок 5.20 :Ежемесячное распределение Нурекской электроэнергии - Сценарий (б-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	68
Рисунок 5.21 :Ежемесячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (б-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	68
Рисунок 5.22 : Сценарий (б-1290) – Приток ниже каскада.....	69
Рисунок 5.23 : Сценарий (б-1290) – Распределение притока ниже каскада.....	69
Рисунок 5.24 : Сценарий (б-1255) – Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке .....	70
Рисунок 5.25 :Среднемесячная выработка каскада в течение года Сценарий (б-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	71
Рисунок 5.26 : Ежемесячное распределение электроэнергии Рогуна - Сценарий (б-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	72
Рисунок 5.27 : Ежемесячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (б-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	73
Рисунок 5.28 : Ежемесячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (б-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	73
Рисунок 5.29 : Сценарий (б-1255) –Расход в нижней части каскада.....	74
Рисунок 5.30 :Сценарий (б-1255) – Распределение расхода в нижней части каскада.....	75
Рисунок 5.31 :Сценарий (б-1220) – Средний уровень водохранилищ Рогуна и Нурека ...	76
Рисунок 5.32 :Среднемесячная выработка каскада в течении года Сценарий (б-1255) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	77
Рисунок 5.33 :Ежемесячное распределение электроэнергии Рогуна - Сценарий (б-1220) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	78
Рисунок 5.34 :Ежемесячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (б-1220) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	78
Рисунок 5.35 :Ежемесячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (б-1220) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	79
Рисунок 5.36 :Сценарий (б-1220) – Приток в низовьях каскада.....	80
Рисунок 5.37 :Сценарий (б-1220) – Распределение расхода в низовьях каскада .....	80
Рисунок 5.38 : Сценарий (а-1290) - Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке .....	81
Рисунок 5.39 :Среднемесячная выработка каскада в течении года Сценарий (а-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	82

Рисунок 5.40: Месячное распределение электроэнергии Рогуна - Сценарий (а-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	83
Рисунок 5.41 : Месячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (а-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	83
Рисунок 5.42 : Месячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (а-1290) $P_{уст} = 3600$ МВт .....	84
Рисунок 5.43 :Сценарий (а-1290) - Расход в низовьях каскада .....	85
Рисунок 5.44 :Сценарий (а-1290) – Распределение расхода в низовьях каскада .....	85
Рисунок 5.45 :Сценария (а-1255) - Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке .....	86
Рисунок 5.46 : Среднемесячная выработка каскада в течении года Сценарий (а-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	87
Рисунок 5.47 : Ежемесячное распределение электроэнергии Рогуна - Сценарий (а-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	88
Рисунок 5.48 : Ежемесячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (а-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	88
Рисунок 5.49 :Месячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (а-1255) $P_{уст} = 3200$ МВт .....	89
Рисунок 5.50 :Сценарий (а-1255) - Приток в низовьях каскада .....	90
Рисунок 5.51 : Сценарий (а-1255) – Распределение притока в низовьях каскада .....	90
Рисунок 5.52 : Сценарий (а-1220) - Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке .....	91
Рисунок 5.53 :Среднемесячная выработка каскада в течении года Сценарий (а-1220) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	92
Рисунок 5.54 : Месячное распределение электроэнергии Рогуна – Сценарий (а-1220) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	93
Рисунок 5.55 : Месячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (а-1220) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	93
Рисунок 5.56 : Месячное распределение электроэнергии Вахшского каскада – Сценарий (а-1220) $P_{уст} = 2800$ МВт .....	94
Рисунок 5.57 : Сценарий (а-1220) – Расход воды в нижней точке каскада .....	95
Рисунок 5.58 : Сценарий (а-1220) – Распределение расхода воды в нижней точке каскада .....	95
Рисунок 5.59 : Без Рогуна (b) – Влияние седиментации выработку электроэнергии.....	97
Рисунок 5.60 : Расход в низовьях Вахша – без Рогуна (b) через 65 лет седиментации...	97

Рисунок 5.61 : Сравнение расхода в низовьях Вахша (на данный момент и через 65 лет) – без Рогуна (b).....	97
Рисунок 5.62 : С Рогуном (1290-b) – Влияние седиментации на выработку электроэнергии.....	99
Рисунок 5.63 : Расход в низовьях Вахша – С Рогуном (b-1290) через 80 лет седиментации.....	100
Рисунок 5.64 : Сравнение расхода в низовьях Вахш (в настоящее время и через 80 лет) – С Рогуном (b-1290).....	100
Рисунок 5.65 : с Рогуном (1255-b) – влияние седиментации на выработку электроэнергии.....	101
Рисунок 5.66 : С Рогуном (1220-b) – Влияние седиментации на выработку электроэнергии.....	102
Рисунок 5.67 : Выработка Вахшского каскада - сравнение вариантов, сценарий (б).....	105
Рисунок 5.68: Выработка Вахшского каскада - сравнение вариантов, сценарий (а).....	105
Рисунок 5.69: Средний расход в нижнем конце реки Вахш – сравнение сценариев (а) и (б) (вариант НПУ 1290 мнум).....	106
Рисунок 5.70: Ежемесячный расход в нижней точке р. Вахш – сравнение с и без Рогунской ГЭС (вариант НПУ 1290 мнум).....	107
Рисунок 6.1: Заполнение водохранилища Рогун - Результаты моделирования НПУ=1290 мнум.....	108
Рисунок 6.2: Расход на нижнем конце р. Вахш – заполнение НПУ = 1290 м.н.у.м. ....	110
Рисунок 6.4: Заполнение водохранилища Рогун - Результаты моделирования НПУ = 1255 м.н.у.м.....	112
Рисунок 6.5: Расход на нижнем конце р. Вахш – Заполнение НПУ =1255 мнум.....	113
Рисунок 6.6: Перекрестная проверка расхода на нижнем конце реки Вахш – заполнение Рогуна НПУ 1255 мнум.....	114
Рисунок 6.7 : Заполнение водохранилища Рогуна - Результаты моделирования НПУ = 1220 мнум.....	115
Рисунок 6.8 : Расход на нижней части р. Вахш – заполнение НПУ – 1220 мнум.....	116
Рисунок 6.9 : Перекрестная проверка расхода на нижнем конце реки Вахш – заполнение Рогун НПУ 1220 мнум.....	117

## ТАБЛИЦЫ

Таблица 2.1: Объем водохранилища и регулирования ГЭС Вахшского каскада.....	15
Таблица 2.2: Ежегодный объем водо-распределения согласно Протоколу № 556 – р. Амударья.....	17
Таблица 2.3: Среднее водо-распределение между 1992 и 2010 (Источник: Данные БВО “Амударья” по состоянию на 1992-2010 гг.).....	19
Таблица 2.4 : Средние фактические водозаборы и возвратный приток с 2005-2011гг. (м <sup>3</sup> /с) .....	22
Таблица 2.5 : Перспективные водозаборы и возвратный приток (м <sup>3</sup> /с).....	22
Таблица 2.6 : Потери от испарения Рогуна и Нурека .....	23
Таблица 2.7 : Объем Рогунского водохранилища относительно отметки .....	23
Таблица 2.8 : Развитие объема водохранилища Нурекской ГЭС .....	23
Таблица 2.9 : Кривые воды нижнего бьефа .....	29
Таблица 2.10 : Установленные мощности Вахшского каскада и максимальный пропуск	30
Таблица 2.11: Выбранные установленные мощности.....	30
Таблица 2.12 : Основные даты для ранней выработки.....	36
Таблица 0.1: Среднемесячное отклонение результатов моделирования относительно Историческим данным – Нурекский ГЭС .....	48
Таблица 4.1: Смоделированные сценарий и варианты .....	54
Таблица 5.1: Производство электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет – без Рогуна (а) .....	59
Таблица 5.2: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет – без Рогуна (b) .....	61
Таблица 5.3: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (b-1290).....	67
Таблица 5.4: Среднегодовой объем сбросов воды - НПУ=1290 м (б).....	69
Таблица 5.5: Выработка каскадом электроэнергии во время многоводных или маловодных лет - (b-1255).....	72
Таблица 5.6: Среднегодовой объем сброшенной воды - НПУ=1255 м (б).....	74
Таблица 5.7: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (b-1220).....	77

Таблица 5.8: Среднегодовой объем сбросов воды - НПУ=1220мнум (б) .....	79
Таблица 5.9: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (а-1290) .....	82
Таблица 5.10: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (а-1255) .....	87
Таблица 5.11: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (а-1220) .....	92
Таблица 5.12: Гарантированная выработка каскада Вахш для всех смоделированных сценариев.....	103
Таблица 5.13: Вторичная выработка каскада Вахш для всех смоделированных сценариев.....	103
Таблица 5.14 : Средний объем энергии каскада Вахш для всех смоделированных сценариев.....	104
Таблица 6.1: Заполнение Рогуна - Выработка электроэнергии – НПУ = 1290 м.н.у.м. ...	109
Таблица 6.2: Заполнение Рогуна - Выработка электроэнергии – НПУ = 1255 м.н.у.м. ...	113
Таблица 6.3: Заполнение Рогуна - Выработка электроэнергии – НПУ = 1220 мнум .....	116

---

## Аббревиатуры

### Организации:

**ИГП:** Институт Гидропроект Москва, Российский Институт

**БВО:** Бассейновая водохозяйственная организация «Амударья» является исполнительным и межведомственным контрольным органом Межгосударственной координационной водохозяйственной комиссии республик Средней Азии, Казахстана и Туркменистана, осуществляет свою деятельность на основе межправительственного соглашения. БВО "Амударья" осуществляет подачу установленных МКВК лимитов водных ресурсов в бассейне реки Амударья.

**ПРТ:** Правительство Республики Таджикистан

### Другие:

**НПУ:** Нормальный Подпорный Уровень

**УМО:** Уровень мертвого объема

**УНБ:** Уровень воды в нижнем бьефе

**ГЭС:** Гидроэлектростанция

**ОЭСВ:** Оценка Экологического и Социального Воздействия

## 1. ЦЕЛИ И КОНТЕКСТ

Проект Рогунской ГЭС является частью Вахшского каскада, которая уже снабжена несколькими действующими гидроэлектростанциями (в том числе ГЭСы с водохранилищем и ГЭСы работающие на притоке). Дальнейшее развитие каскада, также находятся под исследованием и проекты будут добавлены к существующим сооружениям.

Моделирование Вахшского Каскада нацелена на оптимизации управлении водохранилище Рогунской ГЭС в целях обеспечения оптимального производства энергии из целого каскада (в том числе будущих) в соответствии с требованиям воды вниз по течению. Для этой цели будет предусмотрено несколько сценариев водозабора в Таджикистане, все в идеальной адекватности с международными правилами по бассейну Амударья.

Действительно, поскольку река Вахш является одним из главных участников реки Амударья, эксплуатация Каскада должна уважать региональные соглашения и практики по распределению водных ресурсов включая Нукусской декларации и протокола 566. Афганистан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан и Аральское море разделяют воды из бассейна Амударья. Распределение воды в этих странах на данный момент решается Межгосударственной Координационной Водохозяйственной Комиссией (МКВК) созданной в 1992 г.

Средний расход реки Вахш составляет 650 м<sup>3</sup>/с, в то время как средний расход реки Пяндж приблизительно вдвое, чем расход реки Вахш.

Данный отчет представляет согласованный метод и предположения, а также результаты моделирования разных сценарий и вариантов. Он включает нормальную эксплуатацию каскада, воздействие седиментации и период наполнения водохранилища Рогунской ГЭС.

Целью данного исследования является оценка будущего возможного производства Рогунской ГЭС и каскада Вахш, принимая во внимание региональные ограничения, а также воздействия на речной сток. Результаты данного исследования использованы в экономическом и финансовом анализе проекта Рогун, а также в Оценка экологического и социального воздействия (ОЭСВ).

Методология данного исследования соответствует уровню исследования ТЭО (осуществимость) и также соответствует точности различных используемых данных и уровню подробностей результатов, необходимых на данном этапе.

## 2. ДАННЫЕ И ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ

### 2.1 Источники данных

Данные поступают из различных источников и документов. Они подробно описаны ниже, и использованы в качестве списка цитированных литератур в следующих пунктах.

От «Барки Точик»:

- [1] Одна серия из 8 файлов Excel с названием «Журнал-Выр 20xxг .. xls» (с 2004 по 2011), и содержащие ежедневные данные обо всех ГЭС Вахшского каскада: Пропуски, выработка электроэнергии, и для Нурекской ГЭС уровень водохранилища;
- [2] Один файл Excel с именем «Управление Нурекским в-щем (2). xls» и содержащая ежедневные пропуски и выработку электроэнергии Нурекской ГЭС, с 1991-2011 г.
- [3] Пять файлов формата PDF, переданные в ноябре 2012 года со стороны Барки Точик и содержащие все данные, касающиеся водозабора в Таджикистане.
- [4] Отчет по инженерной гидрологии Нурекского водохранилища, Таджикского Государственного проектно-изыскательского научно-исследовательского института «Гидроэнергопроект», Душанбе 2001 г.

Из ИГП:

- [5] Отчет № 1861-2-II-2 «Гидрометеорологические условия»: он содержит информацию о ежемесячном притоке Рогунской ГЭС, между Рогунской и Нурекской ГЭС, между Нурекской и Байпазой и между Байпазой и Сангтудинской ГЭС с апреля 1932 по март 2008;
- [6] Отчет № 1861-III Водное хозяйство: среди прочего он содержит информацию о характеристики водохранилищ.

### 2.2 Модель Вахшского Каскада

Вахшский каскад включает в себя девять гидроэлектростанций, существующих в настоящее время, в процессе строительства или на стадии проектирования. Семь из них находятся на самой реке Вахш: Рогунская, Шуробская, Нурекская, Байпазинская, Сангтудинская ГЭС 1, Сангтудинская ГЭС 2, Головная. А две из них на Магистральном Вахшском канале: Центральная и Перепадная. Вода поступает на этот канал ниже Головной ГЭС и возвращается в русло реки Вахш до ее слияния с рекой Пяндж, как показано на рисунке 2.1. Каждый черный треугольник представляет водохранилище и его гидроэлектростанцию. Зеленые стрелки представляют стоки ирригационных вод, как водозабор из реки, так и возврат в реку. В части вниз по течению Вахша находится канал, проносящий воду через две маленькие гидроэлектростанции. Эта часть не была

моделирована в этом исследовании, так как производит только небольшой объем энергии по сравнению с другими станциями вверх по течению.

Емкость различных водохранилищ показана в следующей таблице:

	Рогун 1290	Рогун 1255	Рогун 1220	Шуроб	Нурек	Байпаза	Сангтуда 1	Сангтуда 2	Головная
	Проектируется	Проектируется	Проектируется	Проектируется	В эксплуатации				
<b>Полезный объем водохранилища (гм<sup>3</sup>)</b>	10 300	6 454	3 927	5	4 200	87	18	5	4
<b>Регулирование</b>	Между-году	Между-году	Между-году	Ежедневно	Между-году	Ежедневно	Ежедневно	Ежедневно	Ежедневно

**Таблица 2.1: Объем водохранилища и регулирования ГЭС Вахшского каскада**

Водоохранилища Рогун и Нурека являются единственными, достаточно большими, чтобы регулировать естественный приток в течение более недели. Таким образом, в моделировании все остальные станции, рассматриваются, как если бы они были ГЭС, работающие чисто на притоке.

Поскольку историческое распределение расхода воды, проходящей через Вахшский магистральный канал не известно, на весь период моделирования, Перепадная и Центральная не могут быть смоделированы.

Шуробская ГЭС не смоделирована, поскольку она все еще на стадии оценки и по ее строительству не принято еще решение. Кроме того, она имеет незначительное влияние на будущую выработку электроэнергии.

Вдоль реки Вахш, несколько водозаборов для орошения и других бытовых целей были определены и включены в модель. Кроме того, между Головной ГЭС и слияния с рекой Пяндж, существенные объемы возвратных вод зарегистрированы вдоль реки Вахш, как остаток ирригационных систем, но и также от Вахшского магистрального канала.

Следующий рисунок показывает схему Вахшского каскада, как учтенную в моделировании.

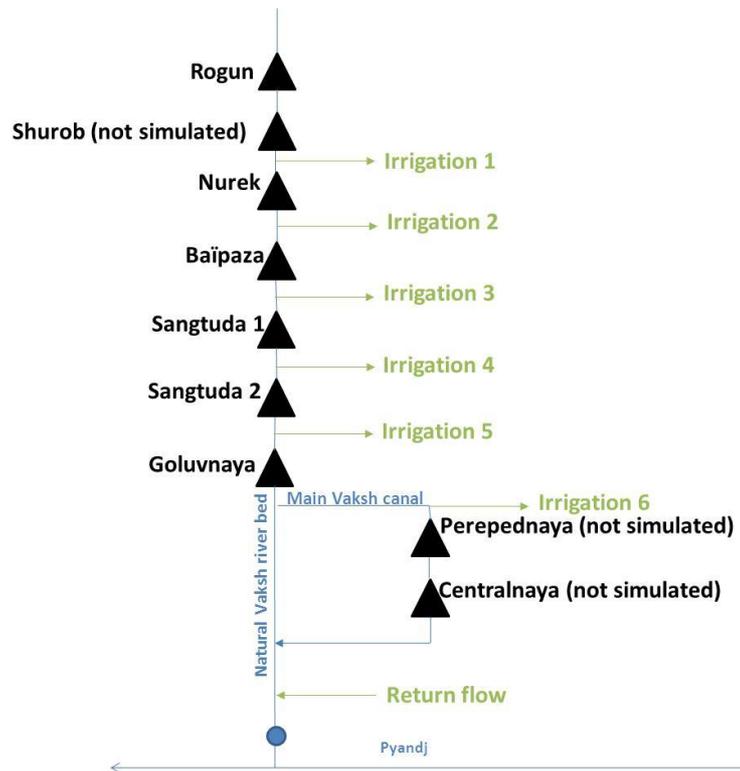


Рисунок 2.1: Схема Вахшского каскада

### 2.3 Правовая база межгосударственного водо-распределения

После распада Советского Союза, 18 февраля 1992 года было подписано соглашение между правительствами стран Центральной Азии в Алматы, Казахстан, "О сотрудничестве в сфере совместного управления использованием и охраной водных ресурсов межгосударственных источников». В статье 2 этого Соглашения говорится, что "Стороны обязуются строго следовать согласованному порядку и установленным правилам использования и охраны водных ресурсов".

Следовать "ранее установленным процедурам и правилам" было подчеркнуто в Нукусской декларации стран Центральной Азии и международных организаций по вопросам устойчивого развития Аральского моря (Нукус, 5 сентября 1995 г.), подписанном главами государств Центральной Азии. В этой декларации было отмечено, что "Мы согласны с тем, что центрально-азиатские государства признают ранее подписанные и действующие соглашения, договоры и другие правовые акты, регулирующие взаимоотношения между ними по водным ресурсам в Аральском бассейне и принимают их к неуклонному исполнению".

"Ранее установленные процедуры и правила" относятся к протоколу № 566 заседания Научно-технического совета Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР от 10 сентября 1987 года. Он устанавливает водораспределение из реки Амударья и ее притоков между странами этого бассейна. Согласно этому документу, на основе существующего водопотребления на уровне 1987 года, и расчета

нормы водопотребления, были установлены следующие лимиты водоотбора бывших республик Советского Союза из реки Амударья в количествах и пропорциях, представленных в таблице ниже.

Республика	Объем ежегодного Водоотбора (км <sup>3</sup> )	В процентах (%)
Узбекская ССР	29,6	48,2
Таджикская ССР	9.5	15.4
Киргизская ССР	0.4	0.6
Туркменская ССР	22.0	35.8
ИТОГО	61.5	100

**Таблица 2.2: Ежегодный объем водо-распределения согласно Протоколу № 566 – р. Амударья**

Следует отметить, что это не включает в себя неизбежные издержки и потери расхода всего Бассейна Амударьи, включая потери из рек и водохранилищ (3,85 км<sup>3</sup>/год), санитарные попуски воды в реку Амударья (3,15 км<sup>3</sup>/год), а также водозаборы для Афганистана (2,10 км<sup>3</sup>/год).

Следует также отметить, что межгосударственные лимиты были установлены в соответствии с полным истощением водных ресурсов, достижение которого ожидалось в 1995-2000 году. Дальнейшее развитие всех отраслей водопользователей в странах бассейна, в том числе дальнейшее расширение орошаемых земель, должны быть обеспечены в пределах этих установленных лимитов благодаря реализации мероприятий по сохранению и охраны водных ресурсов, повышению эффективности оросительных систем.

После распада Советского Союза, распределение лимитов воды рек Амударьи и Сырдарьи осуществляет Межгосударственная координационная водохозяйственная комиссия (МКВК), которая была создана в 1992 году в соответствии с Соглашением «О сотрудничестве в сфере совместного управления использованием и охраной водных ресурсов межгосударственных источников».

МКВК, состоящая из первых руководителей водохозяйственных органов в Центральной Азии, предназначена для проведения разработки и утверждения квот потребления воды в год для каждой из стран, режимов работы водохранилищ, корректируя их по обновленным прогнозам в зависимости от фактической водности и складывающейся водохозяйственной обстановки. Комиссия проводит четыре заседания в год, где утверждаются лимиты водозаборов из рек Амударья и Сырдарья вегетационного и не

вегетационного сезонов. Для правильного управления водными ресурсами, страны Центральной Азии передали контроль и управление совместно созданным БВО "Амударья" и "Сырдарья" крупными водозаборами на реках, которые находятся под управлением национальных филиалов БВО «Амударья» и «Сырдарья» в соответствующих странах.

Этот порядок распределения и утверждения межгосударственных лимитов в настоящее время эффективен, и осуществляется следующим образом:

1. Страны готовят план водозаборов на следующий период (вегетационный или не вегетационный период) из основной магистрали рек Сырдарья и Амударья и их основных притоков в пределах установленных лимитов, и адресуют свои запросы, соответственно, БВО «Сырдарья» и БВО «Амударья»;
2. БВО «Сырдарья» и БВО "Амударья" на основе запросов готовят предварительный проект уточнения лимитов на водоотборы из рек на предстоящий сезон;
3. БВО «Сырдарья» и БВО "Амударья", на основе данных гидрометеорологических агентств стран бассейна, готовят прогноз по водности;
4. БВО «Сырдарья» и БВО "Амударья", учитывая водность, уточняют лимиты водозаборов из рек для соответствующих стран и соответствующих речных бассейнов;
5. Уточненные лимиты водозаборов на предстоящий сезон БВО «Сырдарья» и БВО "Амударья" в индивидуальном порядке представляют на очередном заседании МКВК. Неотъемлемой частью пересмотренных лимитов водозаборов на предстоящий сезон является график работы каскада водохранилищ на крупных реках и их основных притоков;
6. Члены МКВК рассматривают представленные уточненные лимиты и график работы каскада водохранилищ. С учетом замечаний и изменений, Стороны на основе консенсуса, утверждают их. С этого момента, подписанный протокол заседания МКВК становится правовой основой межгосударственного водораспределения определенного вегетационного или не вегетационного сезона.

Введенные лимиты на заседаниях МКВК соответствуют лимитам Научно-технического совета Министерства водных ресурсов бывшего СССР. В зависимости от водности года, абсолютные значения этих лимитов часто устанавливаются на уровне 95-90% от стока 90% поставки. В годы изобилия воды разница стока уходит вниз по течению, и используется по усмотрению стран низовья.

Когда доступный прогнозируемый объем различается от фактического объема, применяется следующее:

- Если прогнозируемые объемы меньше фактического, пропускается дополнительная вода в Аральское море;

- Если прогнозируемые объемы больше фактического, создается новое собрание для корректировки лимитов.

В следующей таблице приведены средние данные о распределении лимитов между прибрежными странами в период между 1992 и 2010 гг. (бассейн Амударья).

Страны	км <sup>3</sup> /год	%
Кыргызстан	0.202	0.36
Таджикистан	8.8	15.61
Туркменистан	20.1	35.62
Узбекистан	21.3	37.74
Арал и Приаралье	6.014	10.67
<b>Всего</b>	<b>56.4</b>	<b>100.0</b>

**Таблица 2.3: Среднее водо-распределение между 1992 и 2010 (Источник: Данные БВО “Амударья” по состоянию на 1992-2010 гг.)**

Подробная информация о водопользовании в Таджикистане на реке Вахш, как учтено в процессе моделирования, приведены в § 2.5.

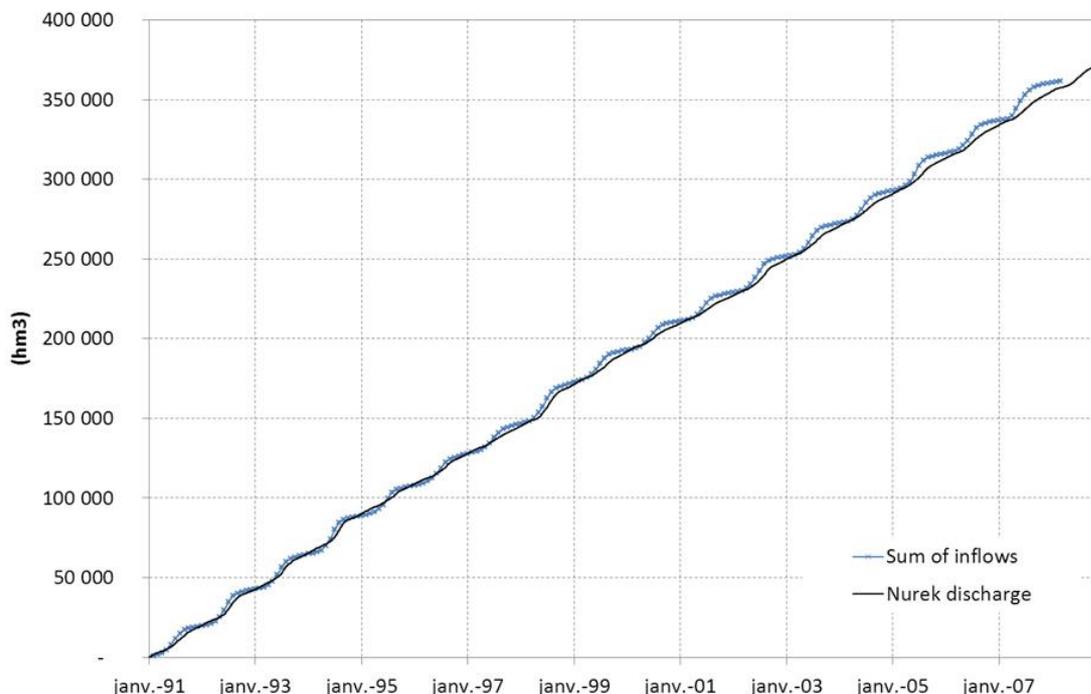
## 2.4 Притоки

Притоки были рассчитаны ИГП и представлены в отчете № 1861-II-2 - Гидрометеорологические условия [5].

Он состоит из ежемесячных расходов с апреля 1932 по март 2008 года на участке Рогунской ГЭС, между Рогунской и Нурекской ГЭС, между Нурекской и Байпазинской ГЭС, а также между Байпазинской и Сангтудинской ГЭС 1.

Дополнительные притоки вниз по течению от Сангтудинской ГЭС 1 незначительны; поэтому они не учтены в моделировании.

Последовательность этого набора данных была проверена сравнением с оттоками Нурека (см. рисунок ниже), как указано в [2].



**Рисунок 2.2: Притоки ИГП и оттоки Нурека**

Колебания кривой Нурек (черным) меньше из-за влияния эксплуатации водохранилища. Угол наклона 2 кривых немного отличается: разница оценивается в  $293 \text{ км}^3/\text{год}$ . Отчасти это можно объяснить водозабором через Дангаринский тоннель, различные потери, происходящие вдоль реки и испарения в Нуреке: В отчете ИГП [6], испарение в Нуреке оценивается в  $52 \text{ км}^3/\text{год}$ , а водозабор Дангаринской тоннели оценивается ежегодно в среднем в  $108 \text{ км}^3$ . Разница между накопленными притоками в Нуреке и накопленным расходом Нурека полностью не объяснена, но ежегодная остаточная разница ( $133 \text{ км}^3$ ) незначительна по сравнению с  $21\,000 \text{ км}^3$  ежегодными притоками (она составляет менее 1%).

Притоки, рассчитанные ИГП, поэтому, считаются действительными Консультантом ИТЭО в качестве исходных данных для моделирования, и моделирование выполняется более 76 полных гидрологических лет, то есть 912 месяцев.

На следующем графике представлен ежегодный средний расход притока за весь период моделирования, а также 5-летний средний расход. Это показывает, что существует чередование достаточно многоводных лет (например, 1950-1958 или 1992-2008) и засушливых лет (например, 1962-1966 или 1980-1990).

Среднемноголетний приток в Рогуне составляет  $20 \text{ км}^3$ .

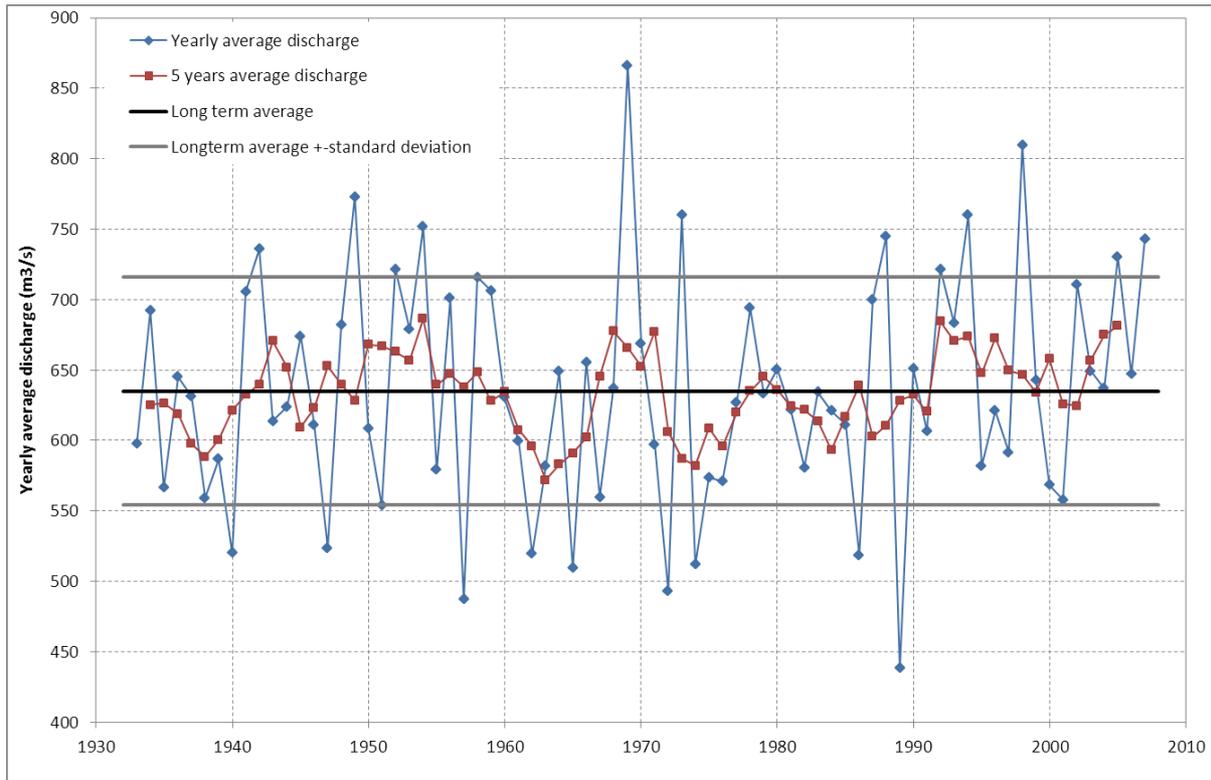


Рисунок 2.3: Годовые притоки периода моделирования

Использованные полные таблицы притоков можно посмотреть в Приложении А.

## 2.5 Водозаборы из реки Вахш в Таджикистане

Значения водозаборов были тщательно обсуждены с Барки Точик и Министерством Мелиорации и водного хозяйства Таджикистана. Были представлены несколько наборов водозаборов, исторические и проекции, произведенные ниже. ПРТ подчёркивает, что эти значения полностью соответствуют установленным лимитам, основанным на действующих соглашениях.

Следующая таблица 2.4 представляет имеющиеся исторические записи (2005-2011) по средним водозаборам и возвратным водам. Таблица 2.5 показывает прогнозируемые значения водозаборов и возвратных вод, по оценкам ПРТ и использования полного объема выделенного лимита воды Таджикистану, установленных существующими соглашениями и практиками (в частности Нукусской Декларацией и Протоколом 566). Таблица 56 представляет доступные исторические записи (2005-2011) по средним водозаборам и возвратным водам. Эти значения использовались в моделировании, соответственно в сценарии b и a, как определено, и считаются константными на протяжении всего периода моделирования. Возвратные воды учитывает приток, которые вернется назад в реке Вахш из основного Вахшского канала.

Чистая разница в значении объема двух таблиц составляет 1 211  $\text{гм}^3$  в год.

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Годовой объем (гм <sup>3</sup> )
Рогун – Нурек	0.97	0.97	1.47	2.03	4.02	6.96	8.89	7.07	3.96	2.10	1.00	1.00	107
Нурек – Байпаза	2.41	1.93	2.44	10.14	33.22	39.77	46.39	45.46	29.72	10.50	6.03	3.01	611
Байпаза – Сангтуда 1													0
Сангтуда 1 - Сангтуда 2	0.10	0.19	0.29	0.51	0.80	0.99	1.48	1.21	0.99	0.53	0.30	0.20	20
Сангтуда 2 – Головная	0.19	0.67	2.93	5.58	7.55	8.45	8.89	7.58	5.94	3.15	2.51	0.71	143
Головная – слияние	91.18	89.42	90.10	163.22	221.20	232.12	239.26	236.49	196.32	157.57	118.34	97.89	5095
Возвратные воды	79.38	75.54	74.44	95.59	124.16	127.09	129.85	131.50	109.72	91.02	83.11	80.08	3163

 Таблица 2.4 : Средние фактические водозаборы и возвратный приток с 2005-2011гг. (м<sup>3</sup>/с)

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Годовой объем (гм <sup>3</sup> )
Рогун – Нурек	5	5	10	25	40	60	75	55	30	20	10	5	899
Нурек – Байпаза	3	8	15	20	35	45	50	45	35	20	10	5	768
Байпаза – Сангтуда 1	0.2	0.2	0.5	0.8	1	1.5	2	1.5	1	0.8	0.4	0.2	27
Сангтуда 1 - Сангтуда 2	0.04	0.05	0.05	0.32	0.36	0.39	0.4	0.37	0.32	0.09	0.05	0.03	7
Сангтуда 2 - Головная	0.55	0.72	3.12	5.45	9.5	11.25	12.01	9.66	8.4	5.45	2.77	0.7	184
Головная – слияние	110	115	120	170	220	230	240	230	180	150	150	120	5358
Возвратные воды	81.95	72.73	75.66	109.1	129.41	129.37	134.52	132.83	110.35	89.49	79.86	77.36	3219

 Таблица 2.5 : Перспективные водозаборы и возвратный приток (м<sup>3</sup>/с)

## 2.6 Характеристики водохранилищ

В этом пункте показаны все предположения в моделировании относительно водохранилищ Рогуна и Нурека. Напоминается, что все остальные водохранилища не в состоянии выполнять регулирование на ежемесячной основе и, следовательно, рассматриваются как ГЭС, работающие на притоке, на данном этапе исследований.

Характеристики Рогуна сравнены для трех НПУ: 1290, 1255 и 1220 м над уровнем моря. Нурекский НПУ составляет 910 м над уровнем моря, НПУ Байпазы составляет 630 м над уровнем моря, НПУ Сангтуды 1 составляет 571,5 м над уровнем моря, НПУ Сангтуды 2 составляет 509.7 м.н.у.м. и НПУ Головной ГЭС составляет 485 м над уровнем моря.

Уровень мертвого объема Рогунской ГЭС при НПУ 1290 м над уровнем моря является 1185 м над уровнем моря, что является таким же, как в проекте ИГП. Для двух низких НПУ, было выбрано общее предположение: минимально допустимый уровень составляет 66% от максимального напора. Это означает, что уровень мертвого объема считается, как 1161 м над уровнем моря при НПУ Рогуна 1255 м над уровнем моря и

1137 м над уровнем моря при НПУ Рогуна 1220 м над уровнем моря. Эти УМО установлены на основе обычного диапазона мощностей напора турбин: Радиально осевая турбина способна работать между 66 и 125% ее проектного напора.

Уровень мертвого объема Нурека составляет 857 метров над уровнем моря.

В следующей таблице представлены потери на испарение, учтенные в Рогунском и Нурекском водохранилищах, эти данные взяты из отчета ИГП [6] и рассматриваются как удовлетворительные консультантом ИТЭО. По данным ИГП, ежегодно испаряемый объем составляет 52,3 гм<sup>3</sup> в Нурекском водохранилище и 144 гм<sup>3</sup> в водохранилище Рогунской ГЭС при отметке 1290 мнум, что представляет собой потерю расхода в 1,6 м<sup>3</sup>/с для Нурекской ГЭС и 4,6 м<sup>3</sup>/с для Рогунской ГЭС при НПУ 1290 м.н.у.м.

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Year
Испарение (мм)	43	0	20	25	39	73	105	138	128	89	91	54	805

**Таблица 2.6 : Потери от испарения Рогуна и Нурека**

Первичный полезный объем Рогуна относительно кривых отметки представлен в следующей таблице.

Рогун	
Отметка (мнум)	Исходный объем (км <sup>3</sup> )
1300	15.084
1290	13.299
1270	10.209
1240	6.764
1210	4.429
1180	2.784
1150	1.599
1120	0.864
1090	0.479
1060	0.239
1030	0.089

**Таблица 2.7 : Объем Рогунского водохранилища относительно отметки**

Нурек частично заполнен наносами, которые снизили ее исходный полезный объем. Были проведены ряд исследований на протяжении нескольких лет, чтобы проследить заполнение водохранилища Нурекской ГЭС наносами: в 1989, 1994 и 2001 годах.

Следующая таблица показывает главные результаты этих исследований [4].

Объем	Объем (км <sup>3</sup> )			
	1972	1989	1994	2001
Всего	10.50	8.66	7.96	8.63
Полезный	4.50	3.40	3.06	4.27
Мертвый	6.00	5.26	4.90	4.36

**Таблица 2.8 : Развитие объема водохранилища Нурекской ГЭС**

Как видно на приведенной выше таблице, точный объем Нурека и батиметрия в настоящее время неизвестно, и изменение объема от одного батиметрического исследования к другому сомнительны (например, увеличение объема между 1994 и 2001). Это было подчеркнuto другими проектировщиками в прошлом. Поэтому рекомендуется, чтобы более реалистичный закон объема для Нурекской ГЭС будет разработан при последующих фазах исследования.

В целях этого исследования, серии притока (§**Error! Reference source not found.**) и доступные данные по прошлой эксплуатации Нурека (уровень водохранилища, исходящие потоки на период 1991-2011 [2]) использованы для подсчета обновленного объема относительно кривой отметки, поскольку мы не можем опираться на существующую батиметрию:

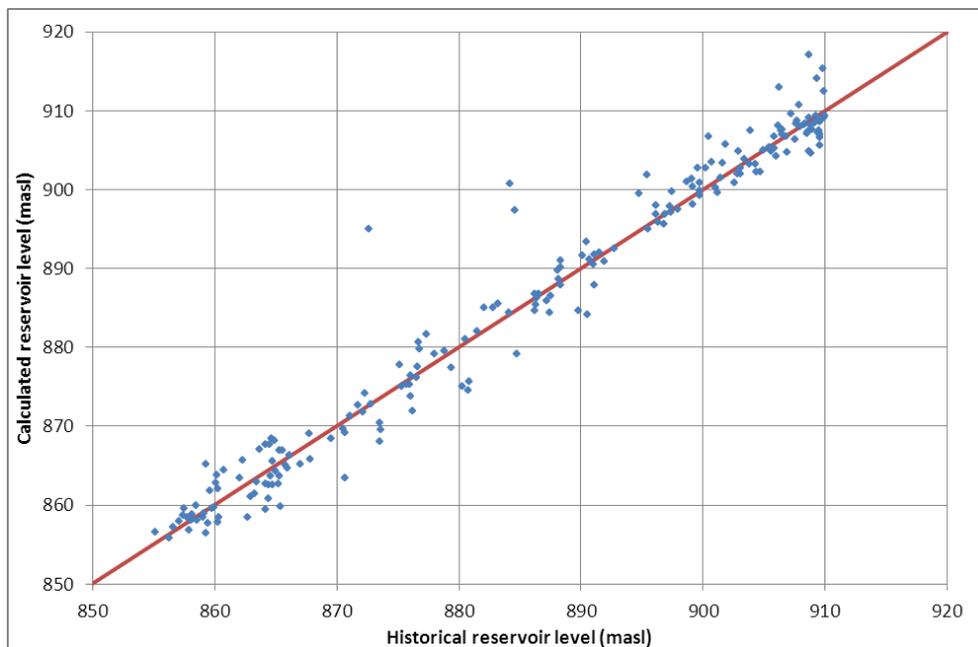
- Каждый месяц дифференциальный объем ( $dV_1$ ) можно подсчитать как разницу между притоками и оттоками;
- Второй дифференциальный объем ( $dV_2$ ) можно подсчитать благодаря вариации уровня водохранилища и предполагаемого объема относительно закону отметки;
- Найден оптимизированный закон, который обеспечивает максимальное соответствие между  $dV_1$  и  $dV_2$ .

Самое лучшее соответствие было найдено следующее:

$$V_{\text{Нурек}}(\text{ГМ}^3) = a(Z - Z_0)^b$$

Где  $Z_0 = 762.7$  мнум,  $a = 2.41$  и  $b = 1.64$ .

График сравнивает исторические данные уровней с вычисленными, основанными на балансе объема и наилучшим соответствием емкости водохранилища.



**Рисунок 2.4: Вычисленный уровень водохранилища относительно исторических уровней Нурекского водохранилища**

Полезный объем водохранилища равен 4.2 км<sup>3</sup>.

Следует отметить, что закон применим к колебаниям Нурекского водохранилища в пределах его полезного объема, между 910 и 857 м.н.у.м.

Таким образом, можно удостовериться в достоверности этого закона в этом диапазоне отметок, соответствующих полезному объему.

Более того, этот закон вычисляется при помощи использования данных за период 1991-2011 годов, это «средний» полезный объем за этот период. Объем, доступный между 910 и 857 м.н.у.м. скорее всего сократился за эти 20 лет.

Это предположение было признано достаточным на этом этапе исследования. Его влияние на калибровку и эффективность модели подробно описаны в §3.5.

На дальнейших этапах, необходимо выяснить реальную емкость Нурекского водохранилища, благодаря батиметрическим исследованиям рекомендованное Консультантом в Том 2 глава 6 - Седиментация.

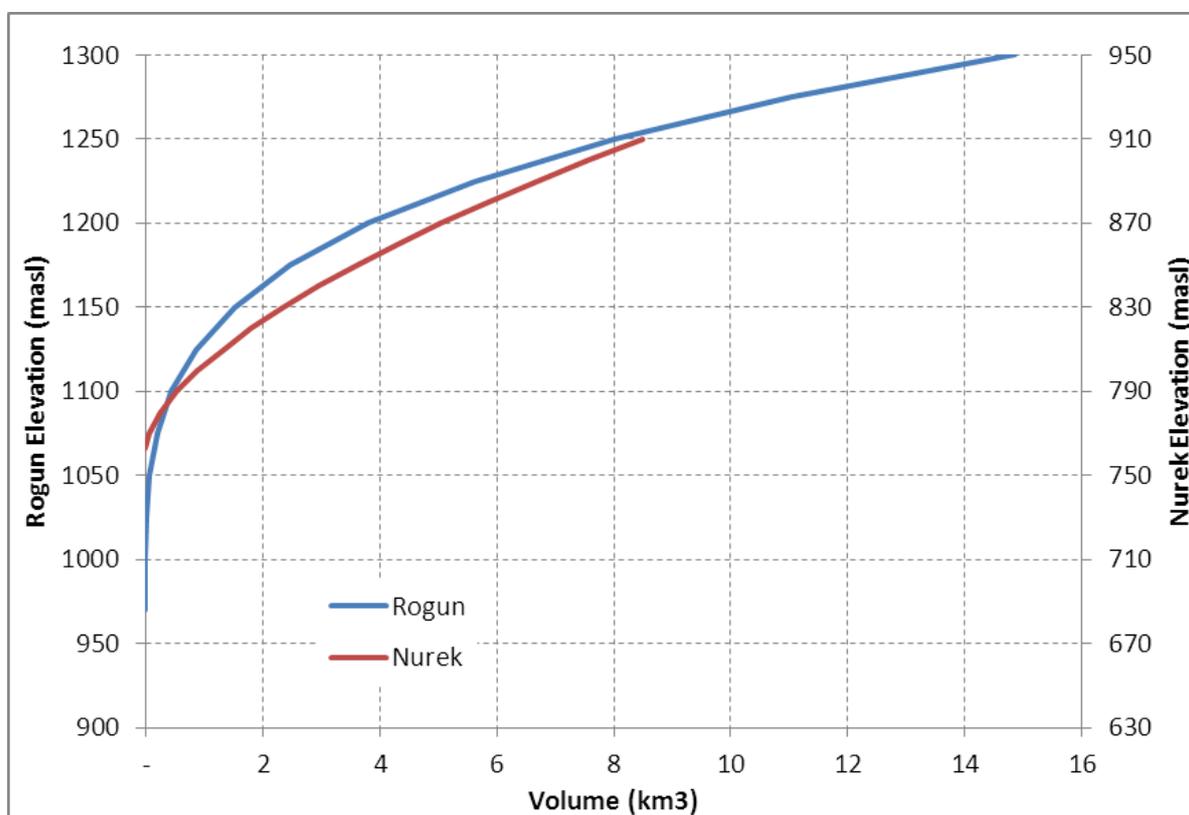


Рис. 2.5: Объем водохранилищ Рогун и Нурека относительно отметок

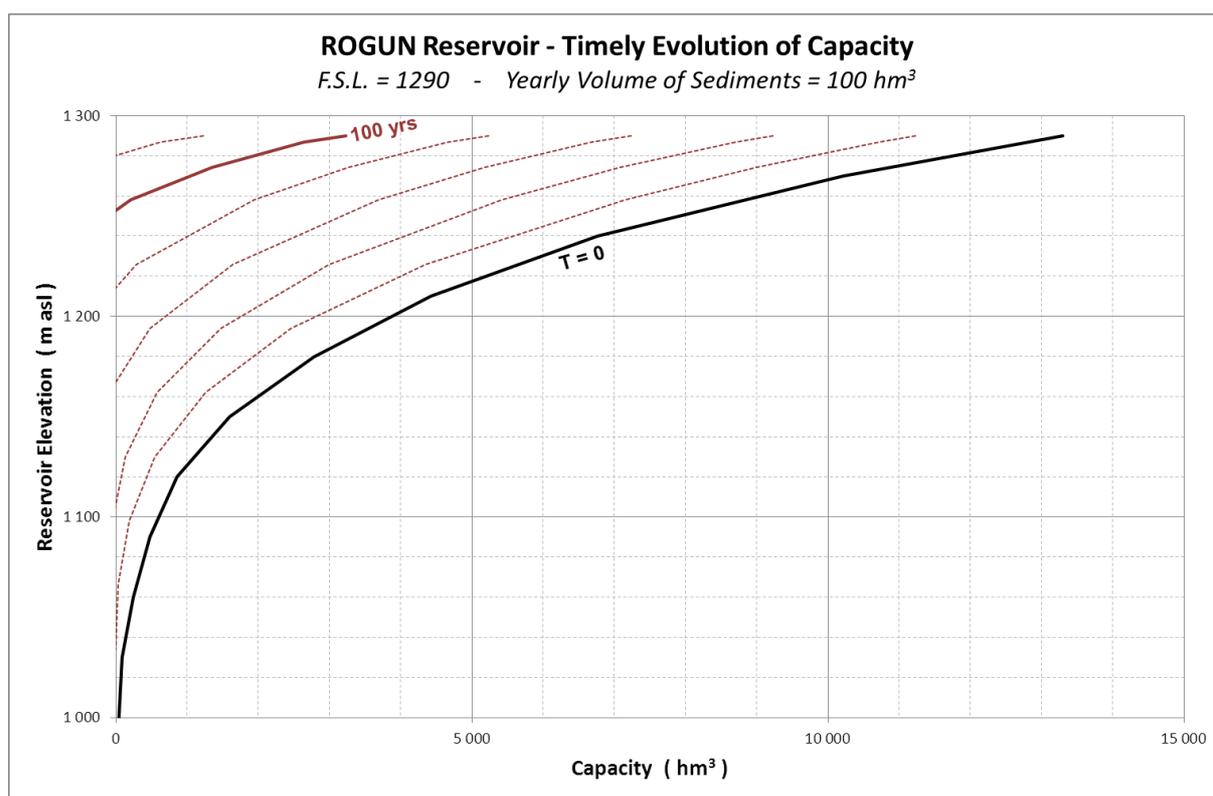
## 2.7 Седиментация

Эффект осаждения наносов на выработку электроэнергии оценивается с той же моделью и методом как и любой другой сценарий моделирования за исключением того, что объем Рогунской ГЭС и/или Нурекской ГЭС снижен.

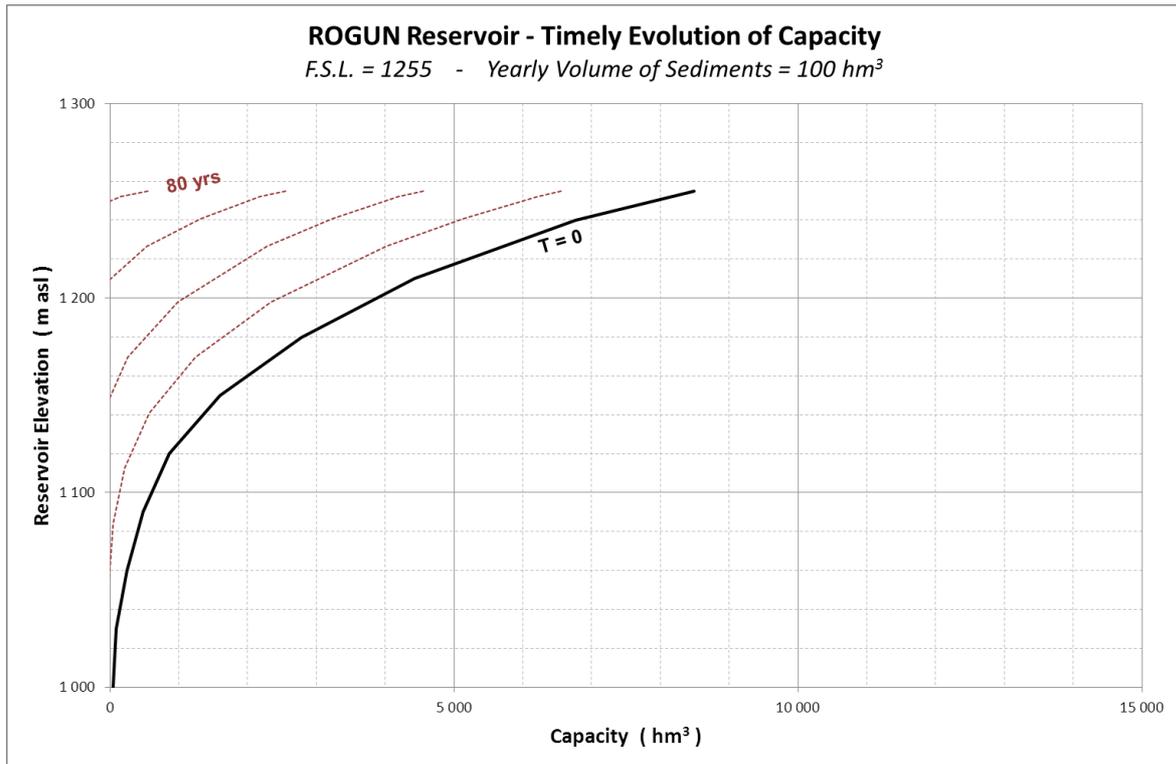
Как представлено в отчете по управлению наносами (том 2, раздел 6) годовой твердый сток находится в пределах 60-100 млн. м<sup>3</sup>/год. В целях этого исследования, и чтобы быть консервативными, было выбрано значение 100 млн. м<sup>3</sup>/год.

Используется метод Бюро мелиорации США (Проектирование малых плотин - Приложение А, БМСША) для подсчета емкости относительно кривой отметки для Нурека 3 вариантов Рогунской плотины от исходного и предполагая ежегодный сток наносов в 100 млн. м<sup>3</sup>.

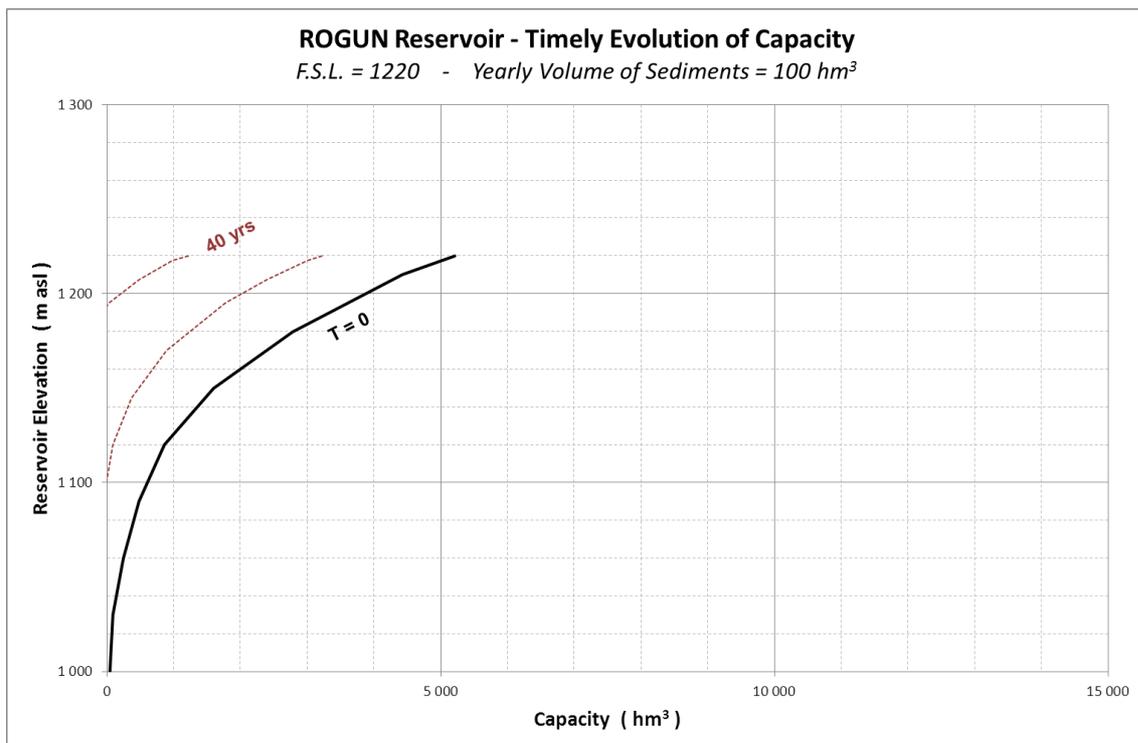
Следующие графики представляют кривые водохранилища для разных временных шагов для трех вариантов плотины.



**Рисунок 2.6: Аккумулирующий объем Рогунского водохранилища НПУ = 1290 м.н.у.м. – влияние седиментации**



**Рисунок 2.7: Аккумулирующий объем Рогунского водохранилища НПУ = 1255 м.н.у.м. – влияние седиментации**



**Рисунок 2.8: Аккумулирующий объем Рогунского водохранилища НПУ = 1220 м.н.у.м. – влияние седиментации**

В варианте «без Рогуна», объем водохранилища Нурекской ГЭС не изменен. Действительно, как только начинается строительство Рогунской ГЭС, твердый сток, поступающий в Нурек будет уменьшаться, а только твердый сток между Рогуном и Нуреком будет заполнять Нурекское водохранилище. Для учета остаточного заполнения Нурекского водохранилища после строительства Рогунской ГЭС, необходимо специфическое исследование наносов, поскольку знания по этому вопросу на сегодняшний день ограничены. На этом уровне исследований, учитывая, что после реализации Рогунской ГЭС, объем Нурекского водохранилища существенно не изменится, это является разумным предположением.

В случае «без Рогуна», Нурекское водохранилище изменяется в течение времени из-за эффекта седиментации, как показано на следующем графике.

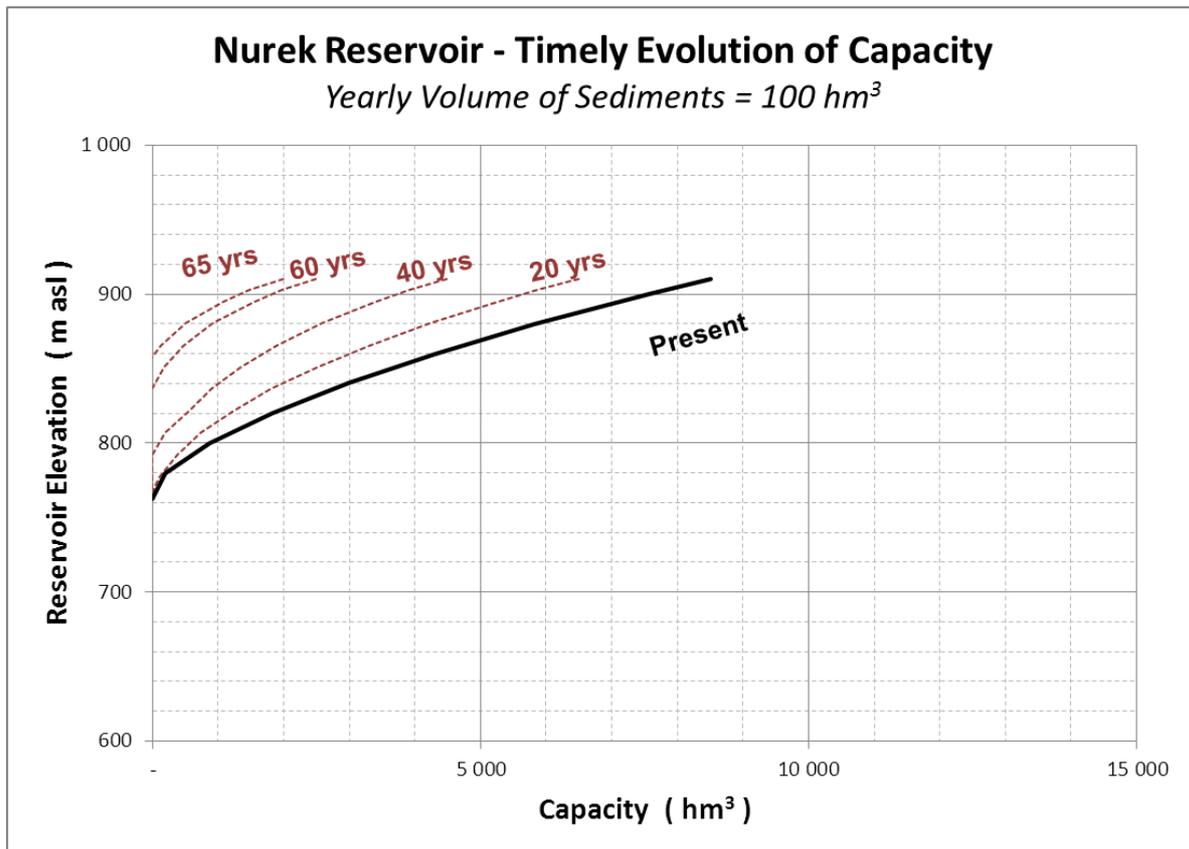


Рисунок 2.9: Аккумулирующий объем Нурекского водохранилища. Влияние седиментации без Рогуна

## 2.8 Характеристики ГЭС

Для вычисления выработки электроэнергии каждой ГЭС, несколько параметров должны быть введены: уровень воды нижнего бьефа, КПД турбин и потери напора и установленная мощность.

Установленная мощность существующих электростанций известна: 3000 МВт для Нурекской ГЭС, 600 МВт для Байпазинской ГЭС, 670 МВт для Сангтудинской ГЭС 1, 220 МВт для Сангтудинской ГЭС 2 и 240 МВт для Головной ГЭС.

Установленная мощность Рогуна рассматривается в следующем пункте.

Кривые воды нижнего бьефа пяти электростанций (Рогун, Нурек, Байпаза, Сангтуда 1 и Головная) приняты, как и в отчете ИГП [6]. По Сангтудинской ГЭС 2 кривая воды нижнего бьефа была представлена Заказчиком:

Пропуск м <sup>3</sup> /с	Отметка (мнум)					
	Рогун	Нурек	Байпаза	Сангтуда 1	Сангтуда 2	Головная
200	975.7	637.0	571.5	507.8	485.5	454.5
300	976.5	638.1	571.6	508.1	486.1	454.9
400	976.9	638.9	571.6	508.3	486.6	455.2
500	977.3	639.5	571.7	508.5	487.0	455.5
600	977.6	640.2	571.7	508.7	487.4	455.8
700	977.8	640.7	571.8	508.9	487.7	456.0
800	978.1	641.2	571.9	509.0	488.0	456.2
1000	978.4	642.1	572.2	509.3	488.5	456.5
1200	978.7	642.9	572.8	509.5	489.0	456.7
1400	978.9	643.7	573.3	509.7	489.4	456.8
1600	979.2	644.4	573.8	509.9	489.8	456.9
1800	979.4	644.8	574.2	510.1	490.2	457.0
2000	979.6	645.2	574.6	510.3	490.6	457.1
2200	979.8	645.6	575	510.4	490.9	457.2

Таблица 2.9 : Кривые воды нижнего бьефа

В соответствии с оценкой ИГП, потери напора Рогуна, введенные при вычислении электроэнергии составляют 2,5 м для всего диапазона пропуска. Это составляет менее 1% от полного напора. КПД турбины принят в 0,9.

Для существующих гидроузлов, учтен уникальный коэффициент(α), чтобы принять во внимание, как потери напора, так и КПД оборудования. Этот коэффициент α был определен путем анализа документа [1], предоставленного со стороны Барки Точик, где представлены ежедневная выработка электроэнергии, пропуск турбиной и уровни водохранилища. Безразмерный коэффициент «α» рассчитывается благодаря следующей формуле:

$$\alpha = \frac{E_{daily}[GWh]}{24 \times 0.0036g(Z_{reservoir} - Z_{TWL})Q}$$

Где «E» - ежедневно выработанная электроэнергия (ГВт/ч), «g» является гравитационным ускорением (м/с<sup>2</sup>), Q является пропуском турбины (м<sup>3</sup>/с), Z<sub>водохранилище</sub> является уровнем водохранилища (м.н.у.м.) и Z<sub>унб</sub> является уровнем воды в нижнем бьефе (м.н.у.м.).

Анализ выработки Нурекской ГЭС 2005-2011 показал, что для полного напора менее 240 м, КПД является 0,89 и от 240 до 270 КПД изменяется линейно от 0,89 до 0,86.

Для Байпазы, этот КПД окажется 0,86. Для Сангтудинской ГЭС 1, составляет 0,93, а для Головной ГЭС он составляет 0,79.

По Сангтуде 2 такие данные не доступны, такой анализ, следовательно, не может быть проведен. Тем не менее, Сангтуда 2 является новым сооружением очень похожим на Сангтуду 1. Поэтому предположен такой же коэффициент: 0.93.

С указанных выше предположений, можно оценить максимальную пропускную способность каждого из существующих ГЭС. Об этом сообщается в следующей таблице.

	Нурек	Байпаза	Сангтуда 1	Сангтуда 2	Головная
<b>Установленная мощность (Мвт)</b>	3000	600	670	220	240
<b>Оцененный максимальный пропуск (м³/с)</b>	1500	1190	1190	1110	1090

Таблица 2.10 : Установленные мощности Вахшского каскада и максимальный пропуск

## 2.9 Установленная мощность Рогунской ГЭС

На данной фазе исследований будут изучены три установленные мощности для каждого варианта НПУ.

Максимальный имеет такой же коэффициент использования мощности, что и P=3600 МВт для НПУ 1290 м.н.у.м. (проект ИГП).

Анализ предварительного запуска модели и естественный сток Вахша был использован для получения двух других установленных мощностей для каждого НПУ.

Тремя wybranными установленными мощностями являются:

	НПУ=1220 мнум	НПУ=1255мнум	НПУ=1290мнум
<b>Высокая установленная мощность</b>	2 800 МВт	3 200 МВт	3 600 МВт
<b>Средняя установленная мощность</b>	2 400 МВт	2 800 МВт	3 200 МВт
<b>Низкая установленная мощность</b>	2 000 МВт	2 400 МВт	2800 МВт

Таблица 2.11: Выбранные установленные мощности

Выбор установленной мощности Рогунки независим от других установленных мощностей каскада. Конечно же, как это будет представлено дальше, эксплуатация Рогунки моделируется таким образом, чтобы течение реки ниже Нурека не изменялось. Поэтому установленная мощность Рогунки и максимальный расход не будут влиять на эксплуатацию низовых электростанций.

Количество и размер агрегатов не учитывались в данном исследовании. Здесь цель состоит в том, чтобы оценить максимальную энергию, которая может быть выработана независимо от конфигурации агрегатов.

## 2.10 Раннее заполнение Рогуна

### 2.10.1 График строительства

Заполнение водохранилища тесно связано с графиком работы и, особенно, график наращивания плотины и производства электроэнергии во время заполнения водохранилища также связан с последовательностью реализации агрегатов. График строительства подробно изучается в специальном отчете. Здесь только упоминаются ключевые даты и предположения.

Предполагается, что максимальный уровень водохранилища всегда равен 10 м ниже гребня плотины.

На следующем рисунке представлен график наращивания плотины для трех вариантов.

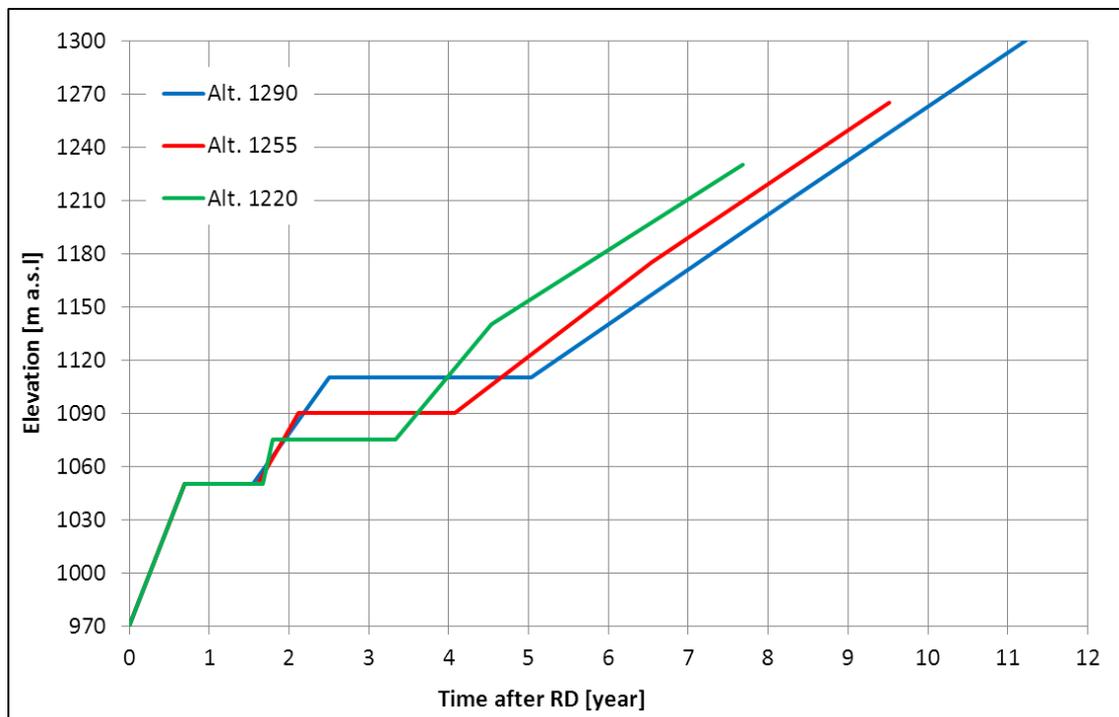


Рисунок 2.10: График наращивания плотины - НПУ=1290, 1255 и 1220 м.н.у.м.

### 2.10.2 Характеристики временных агрегатов

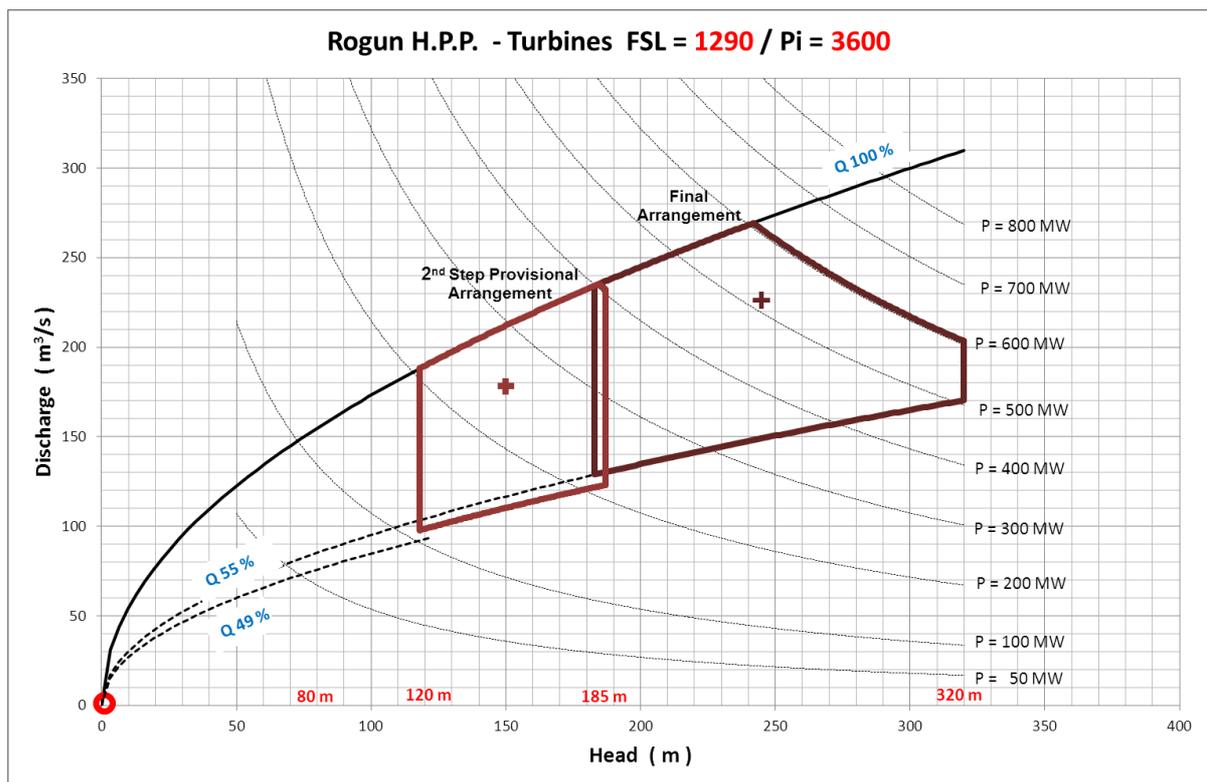
Период заполнения Рогунской ГЭС моделируется для трех вариантов с самой высокой установленной мощностью. В этом пункте представлены характеристики временных агрегатов.

Для самого высокого варианта (НПУ = 1290 м над уровнем моря), временные агрегаты рассматриваются такими, какими они были разработаны ИГП, поскольку два временных рабочих колеса уже построены. Последовательность временных агрегатов следующая:

- Первый этап: 2 агрегата с минимальной чистой высотой напора в 80 м; а максимальная чистая высота напора в 120 м над уровнем моря. Максимальный расход на единицу составляет  $191 \text{ м}^3/\text{с}$ . Этот этап использует временные рабочие колеса и временные генераторы.
- Второй этап: 2 агрегата с минимальной чистой высотой напора в 120 м; а максимальная чистая высота напора в 185 м. Здесь, рабочие колеса были заменены окончательными.
- Третий этап: 6 агрегатов с минимальным напором в 185 м, а максимальная чистая высота напора 320 метров. Здесь 6 агрегатов находятся в их окончательной компоновке. Первые два агрегата должны быть изменены за счет увеличения скорости вращения до номинального значения. Чтобы сделать это, необходимо выполнить перемотку статора и изменить полюсы ротора.

Учитывая график подъема уровня водохранилища, использовались только второй и третий этапы.

На следующем рисунке представлена последовательность агрегатов в диаграмме напор-расход.



**Рисунок 2.11 : Агрегаты Рогунской ГЭС - НПУ=1290 м.н.у.м.**

Для среднего варианта (НПУ = 1255 м над уровнем моря), могут быть использованы два существующих агрегата. Здесь будут рассматриваться только два этапа. Действительно, турбины могут работать под большим диапазоном напора, обычно предполагаемым как 65% -125% расчетного напора. Это означает, что он может работать между 52% и 100% максимального напора. Диапазон рабочего напора временных рабочих колес, поэтому может быть расширен до более высоких напоров, и рабочий диапазон напора окончательных турбин может быть расширен до более низких напоров. Последовательность агрегатов во время наполнения Рогун выгледит следующим образом:

- Первый этап: 2 агрегата с минимальной чистой высотой напора в 80 м; а максимальная чистая высота напора в 150 м.
- Второй этап: 6 агрегатов с минимальным напором в 150 м и максимальной чистой высотой напора в 285 м. Здесь 6 агрегатов находятся в их окончательной компоновке.

Для самого низкого варианта (НПУ = 1220 м.н.у.м.), окончательная компоновка будет введена в эксплуатацию без временной компоновки.

Следующие рисунки представляют последовательность агрегатов в диаграмме напор-расход для двух вариантов плотины.

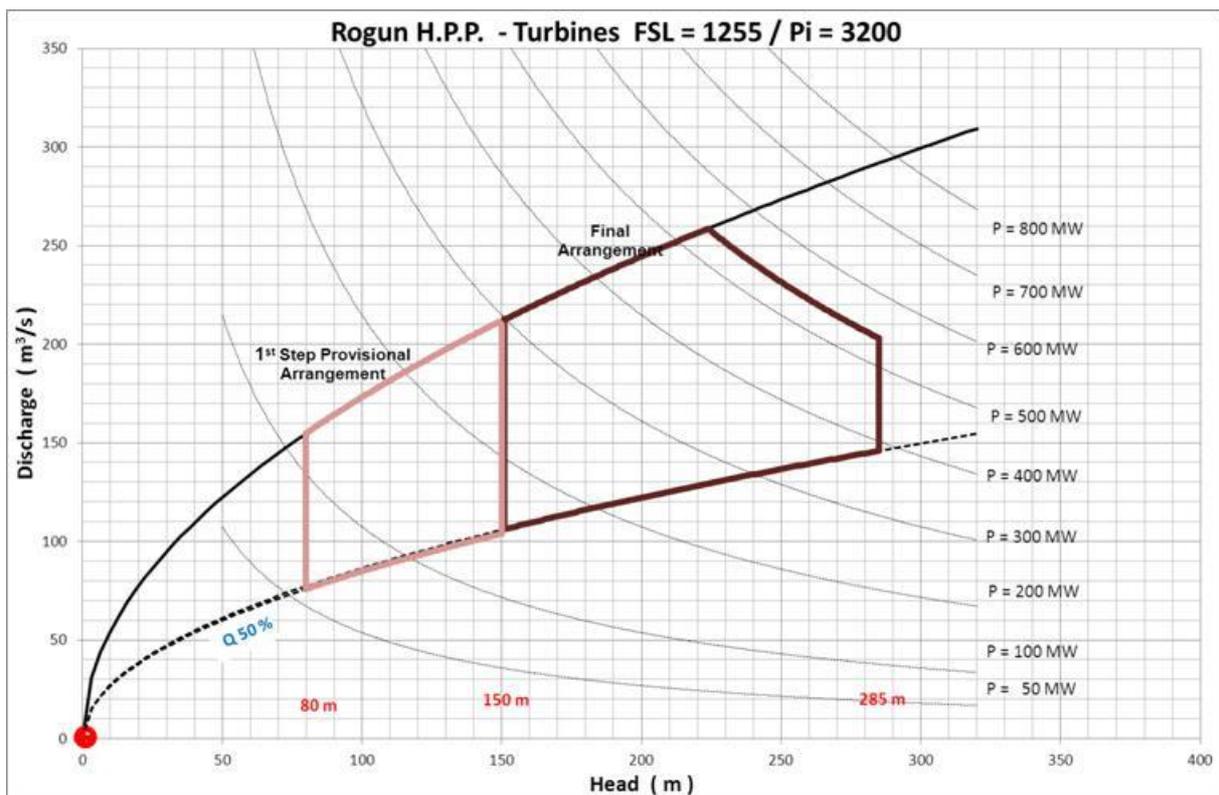


Рисунок 2.12: Агрегаты Рогунской ГЭС - НПУ=1255 м.н.у.м.

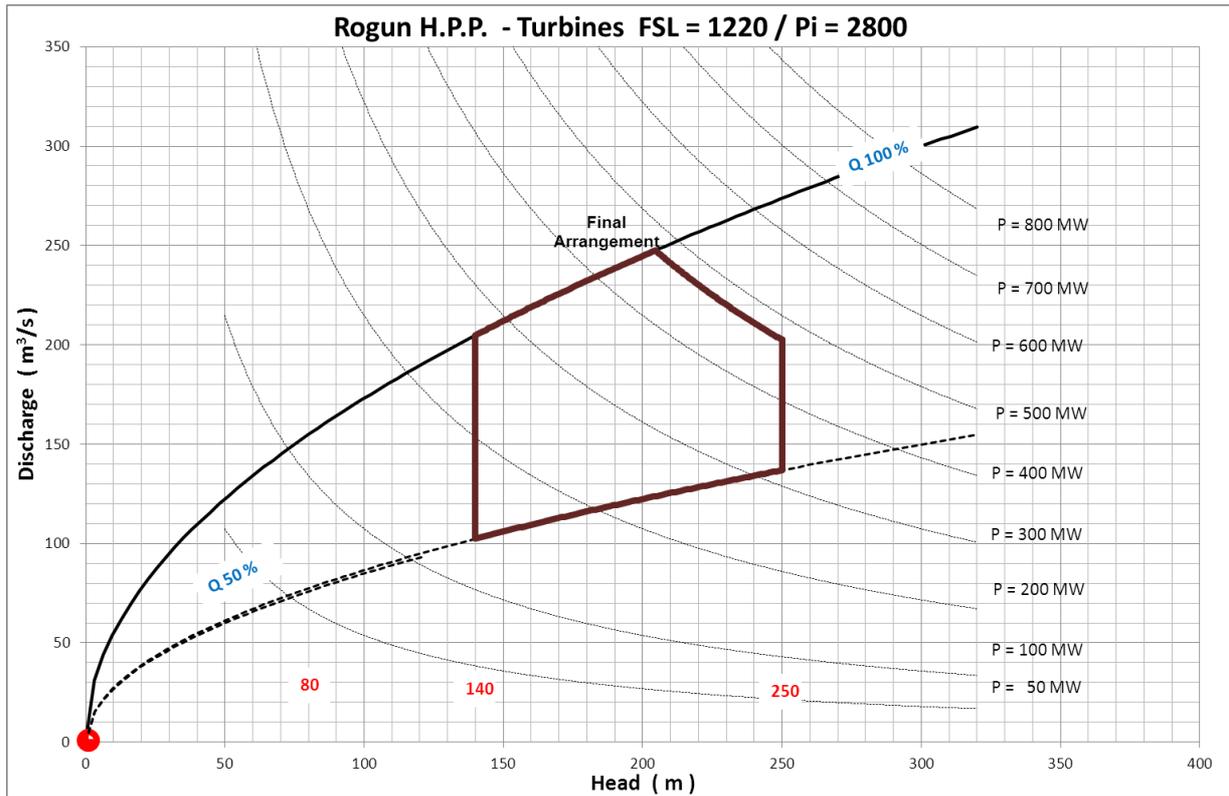


Рис. 2.13: Агрегаты Рогунской ГЭС - НПУ=1220 м.н.у.м.

В отношении последовательности установки агрегатов, учитываются следующие предположения:

- Временные агрегаты 6 и 5 могут быть готовы к работе через 32 и 35 месяцев соответственно, после отвода реки.
- Изменение скорости вращения длится 4 месяца и плюс 2 месяца для испытаний в мокром состоянии;

В конце, основные даты по пуско-наладке различных агрегатов представлены в следующей таблице;

	1290 мнум	1255 мнум	1220 мнум
Подтверждение ИТЭО	0	0	0
Дата перекрытия реки	28	28	28
Ввод в эксплуатации агрегата 6 – временно	73	73	82 (постоянный)
Ввод в эксплуатации агрегата 5 – временно	75	75	84 (постоянный)
Конец возведения агрегата 4	85	85	85
Конец возведения агрегата 3	98	98	98
Конец возведения агрегата 2	112	112	112

Конец возведения агрегата 1	112	112	112
Минимальный уровень водохранилища	112	94	80
Временные агрегаты 5 и 6 отключаются	117	114	-
Ввод в эксплуатации агрегата 4	115	101	101
Ввод в эксплуатации агрегата 3	117	114	114
Ввод в эксплуатации агрегата 2	119	116	116
Ввод в эксплуатации агрегата 1	121	118	118
Ввод в эксплуатации агрегата 6	123	120	-
Ввод в эксплуатации агрегата 5	127	122	-

Таблица 2.12 : Основные даты для ранней выработки

### 3 МЕТОДОЛОГИЯ

#### 3.1 Общее

Как правило, моделирование эксплуатации реки определяется различными правилами водопользования вдоль реки в точке вниз по течению модели и требованиями выработки электроэнергии. Эти правила и требования приводят к оптимизации эксплуатации.

Здесь, даже были определены и представлены Заказчиком различные водопользования вдоль реки (см. § 2.5), но не в точке вниз по течению каскада, перед слиянием реки Вахш с Пяндж.

Нукусская декларация, которая регулирует водопользование на реке Вахш, не содержит точного водораспределения и эксплуатации водохранилища, поскольку это решается каждый год со стороны МКВК (§2.3). Таким образом, довольно сложно выбрать одно водопотребление, вниз по течению, используемое как граничное условие в моделировании.

В последствие, учитывая имеющиеся данные, Консультант предложил калибровать модель таким образом, что сезонный режим стока вниз по течению от Нурекской ГЭС останется неизменным и будет имитировать на будущие годы отток, зарегистрированный на выходе из Нурека за период с января 1991 по июль 2011 года.

Текущий принцип эксплуатации каскада останется неизменным: пока не будет других договоренностей с соседними странами, будущая эксплуатация Вахшского гидроэнергетического каскада должно повторять тот принцип, который использовался для эксплуатации Нурека в последнее время. Это означает, что объединенные водохранилища Рогун и Нурека будут постепенно срабатываться для выработки электроэнергии с октября по март, и будут постепенно заполняться с апреля по сентябрь. Объем воды, сбалансированный с лета до зимы, не должен превышать текущий, то есть текущий полезный объем Нурека.

Точнее, метод заключается в следующем:

- Анализ прошлой эксплуатации Нурекской ГЭС и поиск правила эксплуатации, которое воспроизводит как можно больше доступных исторических данных (1991-2008) с точки зрения пропуска, выработки электроэнергии и уровня водохранилища (см §3.3);
- изменить это правило эксплуатации для улучшения распределения выработки электроэнергии в течении зимы в пределах лимита, установленного правилом (принцип эксплуатации остается без изменения) (см. § 3.5) и затем распространить правило эксплуатации на весь период моделирования (1932-2008);
- применить это правило эксплуатации для всех других сценариев на весь период моделирования (1932-2008) (см. § 3.7 и 4).

Данная методология приспособлена к целям данного исследования и модель должна быть достаточно точной чтобы:

- оценить дополнительную будущую выработку электроэнергии, исходящую от реализации Рогунской ГЭС;
- Проверять, что дополнительная будущая выработка может быть достигнута без изменения принципа эксплуатации, кроме изменений из-за полного использования выделенного лимита воды Таджикистаном.

Модель не предназначена, чтобы предсказать, какие будут в будущем пропуски воды, но предназначена для расчета максимальной энергии, которого можно получить из всего каскада без изменения текущего принципа эксплуатации Вахшского каскада, кроме изменений из-за полного использования выделенного лимита воды Таджикистаном.

Моделируемые сооружения	Период 1991-2008	Период 1932-2008
Только Нурек	Калибровка модели	-
Нурек и каскад вниз по течению	-	Улучшение выработки электроэнергии
Рогун, Нурек и каскад вниз по течению	-	- Оптимизация совместной эксплуатации Рогунской и Нурекской ГЭС - Расчет всех сценариев

Период калибровки определяется как наибольшего общего периода между притоком серии (1932-2008) и данными с прошлой эксплуатации Нурекской ГЭС (1991-2010), т.е. 1991-2008 гг.

Период моделирования определяется по самым доступным длинным сериям притоков: 1932-2008 гг.

Следует отметить, что возможности дневных пиков в этом отчете не оцениваются, так как шагом моделирования здесь является месяц. Все представленные переменные являются

месячными данными. Также следует отметить, что эксплуатация Рогуна в пиковом режиме возможна в пределах месячной эксплуатации исследуемой здесь, но она не поменяет среднемесячную выработку электроэнергии. Пиковая эксплуатация может быть оценена благодаря экономическому анализу, путем распределения общей электроэнергии в течение дня для соответствия спросу.

### 3.2 Алгоритм расчета для моделирования водохранилища

Все расчеты моделирования основаны на балансах объема воды. Ограничения эксплуатации определяются благодаря «необходимым попуском воды», который состоит из ежемесячного расхода, который должен быть выпущен вниз по течению водохранилища.

Следует отметить, что «необходимый попуск воды» является вычислительным инструментом и может быть определен различными способами в связи с выбранной правилом эксплуатации: Она может быть постоянной величиной или постоянной ежегодного распределения или функцией предыдущего уровня водохранилища или функцией гидрологии, например.

Затем деление объема воды решается следующим алгоритмом:

1. Необходимый попуск, сбрасывается через турбины.
  - а) Либо ежемесячные притоки являются достаточными для выполнения минимального попуска;
  - б) либо он дополняется водой из водохранилища. В этом случае уровень водохранилища уменьшается, но ограничивается УМО. невыполненный минимальный попуск откладывается на следующий месяц;
2. Оставшийся избыток воды сбрасывается через турбины, а затем водосбросные сооружения.

Этапы расчета следующие для каждого месяца:

$V_{\text{приток}}$ : Объем втекающей воды в течение месяца

$V_{\text{хран}}$ : Доступный объем в водохранилище для хранения воды

$V_{\text{доступ}}$ : Полезный доступный объем воды в водохранилище

$V_{\text{турб.макс}}$ : Максимальный объем воды, что может быть пропущен через турбину в течение месяца

$V_{\text{мин}}$ : Объем воды, что необходимо выпустить в течение месяца, является «необходимы попуск воды»

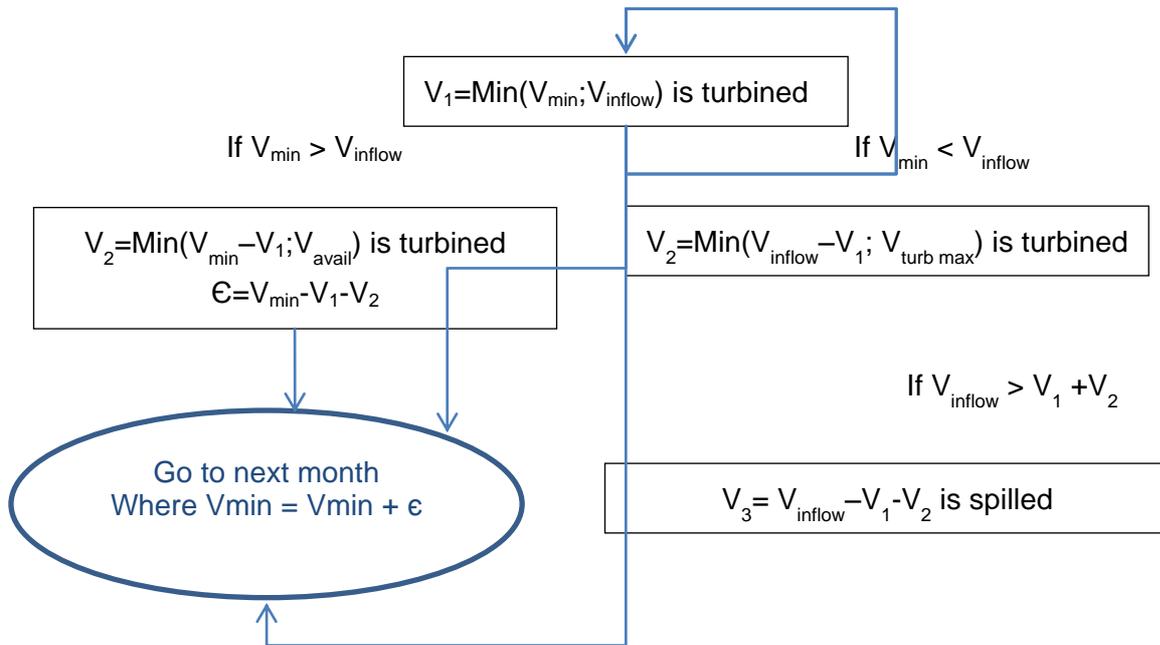


Рисунок 3.1 : Алгоритм расчета

### 3.3 Переменная электроэнергия

Результаты моделирования с точки зрения электроэнергии выводятся из четырех переменных:

- 95% обеспеченность электроэнергией в зимнее время ( $E_{w-95\%}$ ): это ежемесячная электроэнергия, которая превысила 95 зимних месяцев из 100. Среди моделированных 912 месяцев, 459 являются зимние месяца (с октября по март).  $E_{w-95\%}$  является ежемесячной электроэнергией, которая превысила на более чем 436 месяцев.
- Гарантированная выработка электроэнергии: это 95% обеспеченность, умноженная на количество часов в течение года.
- Среднегодовая выработка электроэнергии.
- Вторичная электроэнергия: это общая выработанная электроэнергия минус гарантированной электроэнергией.
- На следующем рисунке показана гарантированная и вторичная электроэнергия.

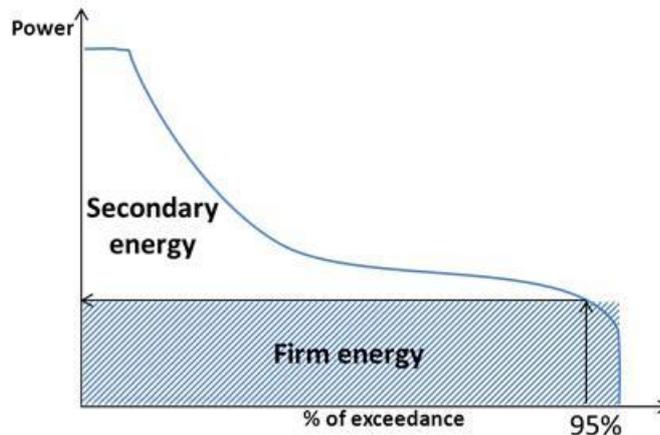


Рисунок 3.2: Определение гарантированной и вторичной электроэнергии

### 3.4 Понимание эксплуатации Нурекской ГЭС

Прошлая эксплуатация Нурекской ГЭС известна с 1991 по 2011 год благодаря документу [2]. Следующие рисунки представляют расход стока, уровень водохранилища и энергии, выработанной на протяжении этого периода на ежемесячной основе.

Кривые расхода (рис. 3.3) показывают, что Нурек регулирует часть естественных потоков: зимой, естественный приток составляет около  $200 \text{ м}^3/\text{с}$ , в то время как отток Нурека составляет около  $350\text{-}400 \text{ м}^3/\text{с}$ . Летом естественный приток снижен на  $200\text{-}1000 \text{ м}^3/\text{с}$  в зависимости от года. Часть летнего притока хранится в водохранилище для увеличения естественного потока в зимнее время и увеличения энергии, вырабатываемой зимой, когда в Таджикистане внутренний спрос большой.

В конце зимы, оттоки и выработка электроэнергии падают. Это можно объяснить тем, что очень ограниченный объем воды, по-прежнему доступен в водохранилище в этот период и напор значительно сокращается, так как снижается уровень водохранилища.

Летние пики вырабатываемой энергии разбросаны (рис. 3.4): несколько лет, в  $1700 \text{ ГВт}\cdot\text{ч}$  выработано в июле, в то время как в другие годы, выработано только  $1000 \text{ ГВт}\cdot\text{ч}$ . Это отчасти объясняется гидрологической изменчивостью, но не только. Можно подозревать, что несколько лет часть ГЭМ оборудования не обеспечивает в полной мере использование общей установленной мощности Нурекской ГЭС ( $3000 \text{ МВт}$ ). Другим объяснением может быть низкий спрос в летний период, который ограничивает электроэнергию, которую можно отправить в энергосистему.

Энергия, вырабатываемая в зимний период, не представляет регулярной формы: из года в год низкие пики конца зимы, кажутся, нерегулярными, а высокие пики января не являются постоянными. Кроме того, значимой корреляции не было обнаружено между этой формой зимних пиков и гидрологией или температурой (которая должна быть связана с потребностью в энергии в зимнее время).

Поскольку эксплуатация водохранилища и водораспределение решаются каждый год МКВК на основе прогнозов водности, соотношение между оттоками и притоками можно было ожидать. Но незначительные корреляции были обнаружены между оттоками и гидрологией (см. рис 3.5), хотя результат регулирования ясен. Может быть, интересно иметь доступ к прогнозируемым притокам, рассчитываемым МКВК каждый год, чтоб проверить, взаимосвязаны ли как-нибудь оттоки Нурека с этим рядом данных.

Единственной регулярностью, наблюдаемой в прошлой эксплуатации Нурекской ГЭС, является изменение уровня водохранилища, который почти всегда варьируется от НПУ (910 м над уровнем моря) в сентябре до УМО (857 м над уровнем моря) в апреле.

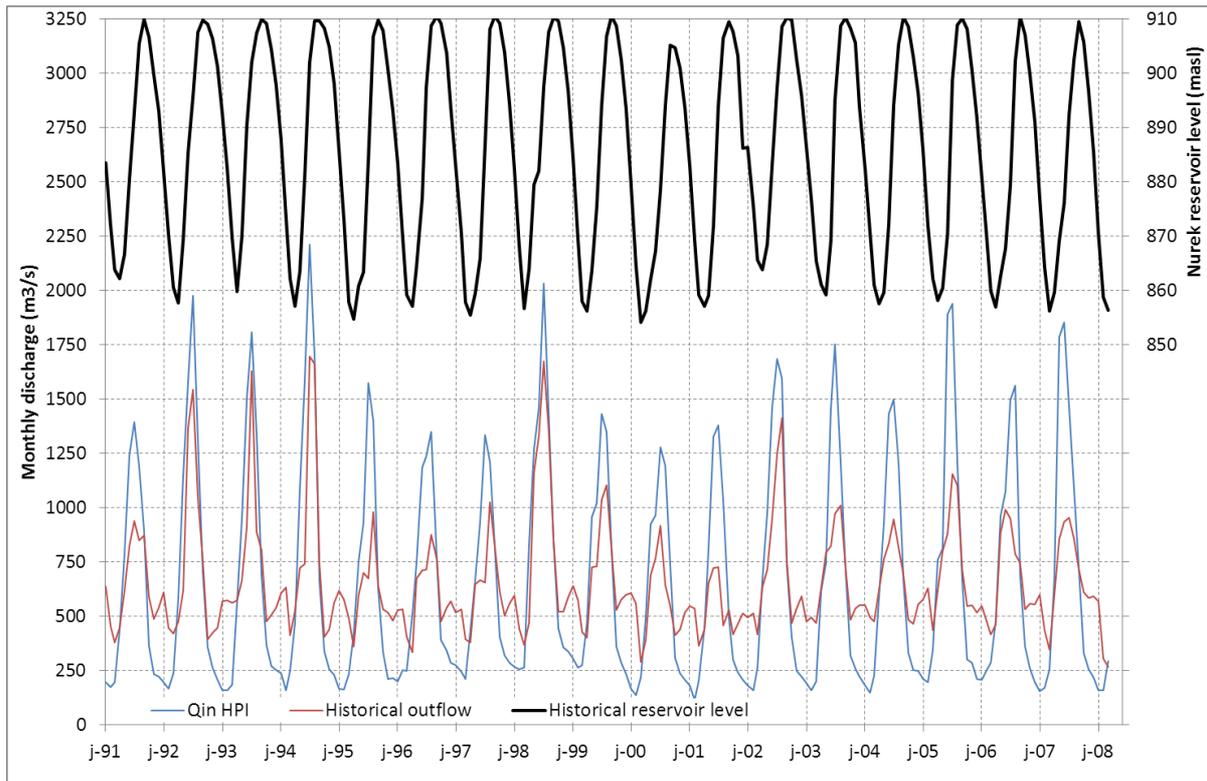


Рисунок 3-3 : Исторический отток Нурекской ГЭС и уровень водохранилища (1991-2008)

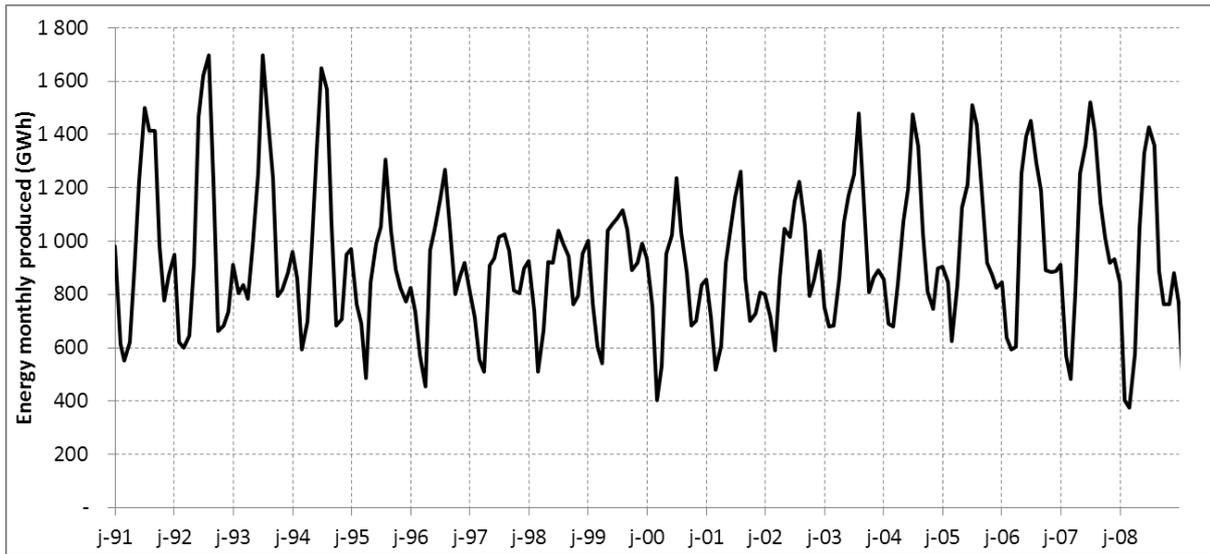


Рисунок 3-4 : Историческая выработка электроэнергии Нурекской ГЭС (1991-2008)

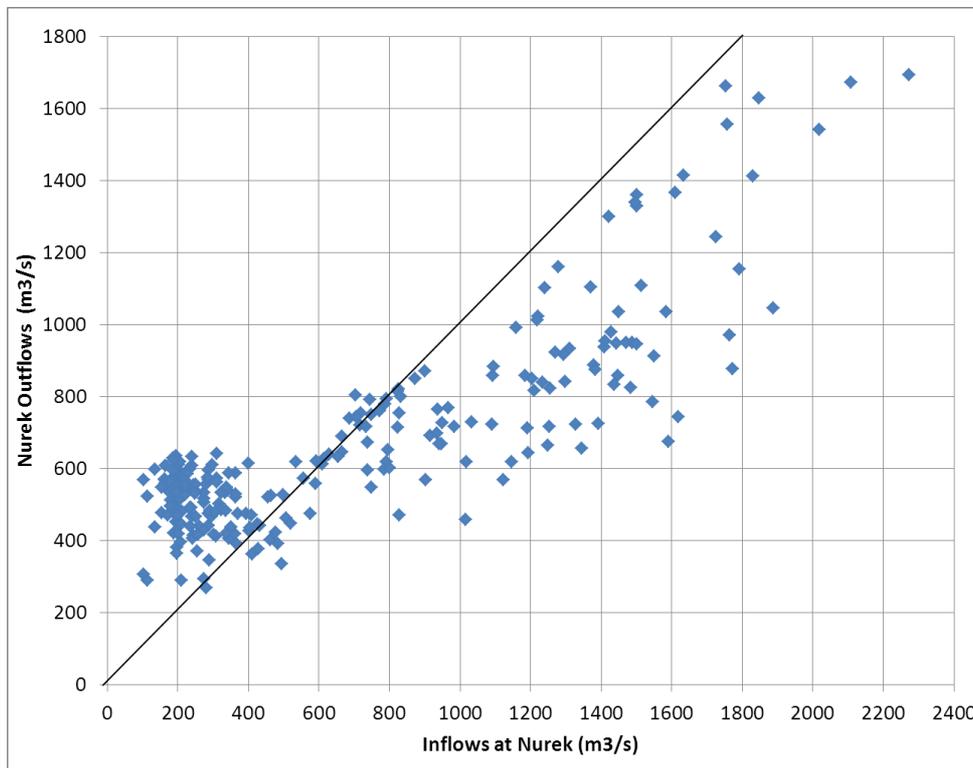


Рисунок 3-5 : Оттоки Нурека относительно ее притокам

### 3.5 Калибровка модели

Было выбрано ввести кривую правила эксплуатации уровня водохранилища в Нуреке, чтобы имитировать прошлую работу каскада Вахш для проверки калибровки модели и оценить связанные с ними неопределенности. Данный выбор основан на:

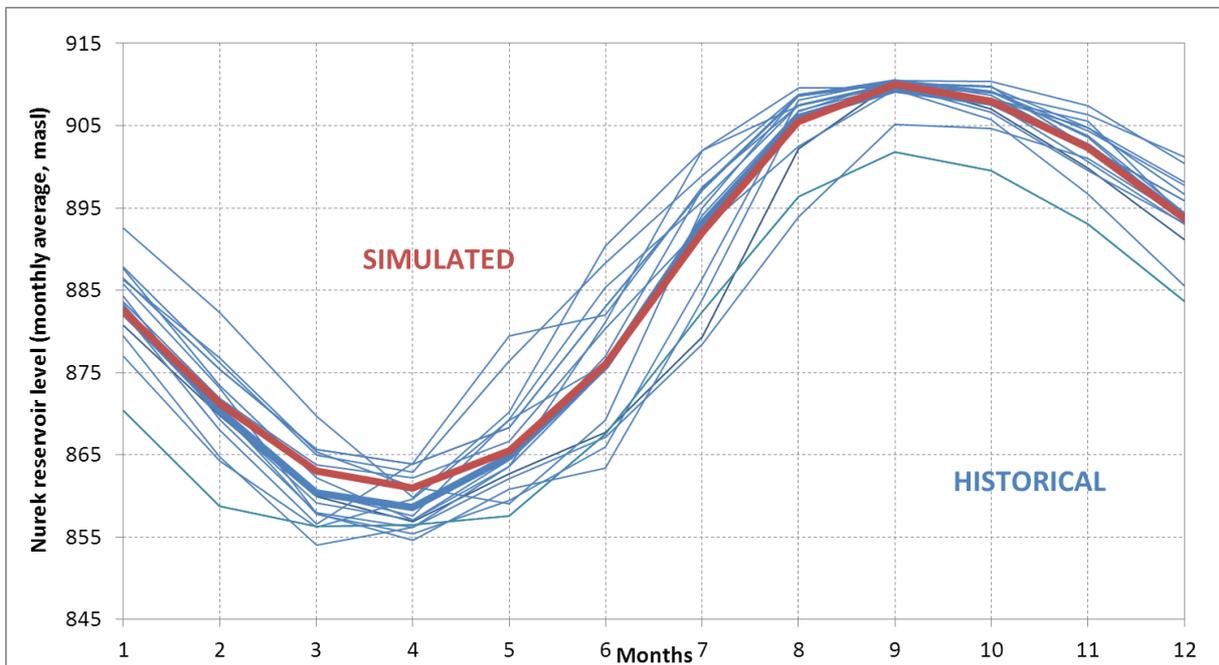
- наблюдение, сделанное в предыдущем пункте;

- результаты нескольких попыток. В частности, введение минимальных пропусков оказался менее точным правилом, чем применения правило кривой водохранилища.

Каждый месяц вода хранится или сбрасывается (через турбины и водосбросные сооружения), чтобы достичь уровня, введенного как правило. Во-первых, задается исторически средний уровень каждого месяца, а затем он немного изменяется, чтобы улучшить соответствие истории/моделирования. Методика проб и ошибок, поэтому, используется для достижения средней погрешности около 5% между историческими и имитированными оттоками.

Результаты этого расчета представлены в следующих диаграммах. Подробные таблицы приведены в Приложении Г.

Ниже, уровень водохранилища и оттоков каждого года показан на одной и той же диаграмме: каждая тонкая кривая представляет определенный год, а жирные кривые – средний уровень за каждый месяц. В нем подчеркивается распространение и разделение исторических и имитированных данных.



**Рисунок 3.6 : Уровень Нурекского водохранилища–Сравнение между историческими данными и результатами моделирования**

Все кривые смоделированного уровня водохранилища наложены одна на другую. Действительно, правило эксплуатации задает уровень водохранилища, поэтому, если оно правильно соблюдается, никакие изменения из правила не должны наблюдаться.

Эта кривая правила водохранилища так же означает, что каждый год одинаковый объем воды балансируется от лета до зимы. После калибровки оно представляет 4208 млн м<sup>3</sup>. Исторический средний баланс объема воды 4127 млн м<sup>3</sup> и варьируется от 2700 млн м<sup>3</sup> до 4900 млн м<sup>3</sup> в зависимости от года.

Моделируемая кривая выше, чем средне историческая на максимальное значение в 2,4 м. Это можно объяснить тем фактом, что есть неясности в емкости водохранилища Нурекской ГЭС: закон расчетов (см. §2.6) стремится к немного завышенной оценки полезной емкости Нурекской ГЭС. Таким образом, чтобы сбалансировать одинаковый объем воды от лета к зиме, минимальный уровень водохранилища достигаемый в конце зимы, немного выше, чем среднеисторический уровень.

Рисунки 3.8, 3.9 и 3.7 сравнивают исторические и смоделированные оттоки Нурекской ГЭС. Три типа картинок дополняют друг друга.

Рисунок 3.9 показывает, что:

- Средние смоделированные оттоки очень близки к историческим данным по всему году.
- зимой, моделированные кривые менее рассеяны, чем исторические. Летом, моделированные и исторические кривые имеют примерно такой же ширины рассеяния: от 600 до 1700 м<sup>3</sup>/с в июле. В мае и июне моделированные кривые более рассеяны: во влажные годы расход выше, а в засушливый год расход чуть ниже.

Рисунок 3.9 представляет картинку обобщения моделированного расхода по сравнению с историческим. Видно, что серия точек следуют наклона 1/, и все больше и больше в сторону высоких расходов.

Пример изолированной точки определено на каждом рисунке.

Все это свидетельствует о том, что калибровка достаточно эффективна для целей моделирования, поскольку воспроизводится сезонный характер (высокая рассеяния летних расходов). Следует отметить, что эта модель хорошо воспроизводится как направление, но на самом деле не на систематическом сравнении.

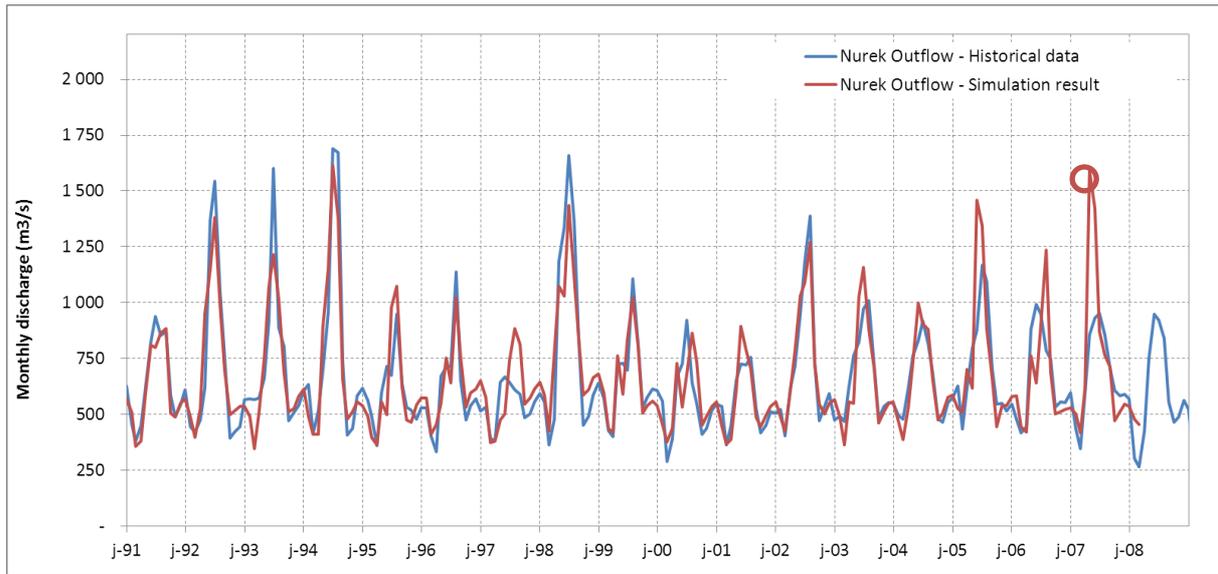


Рисунок 3.7 : Сравнение исторических и имитированных оттоков Нурека

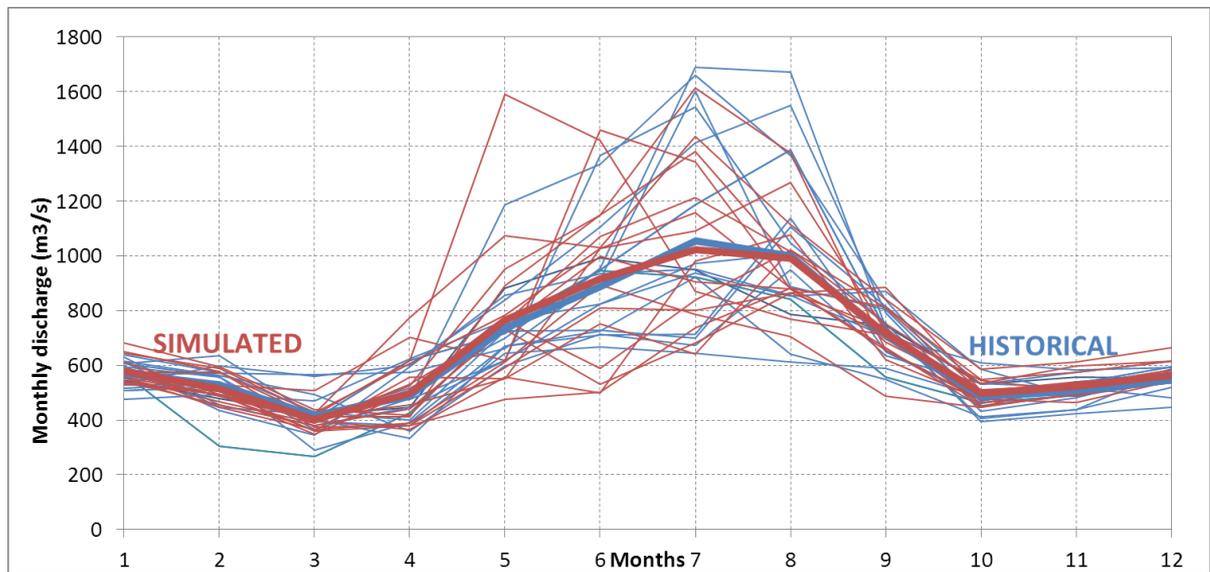
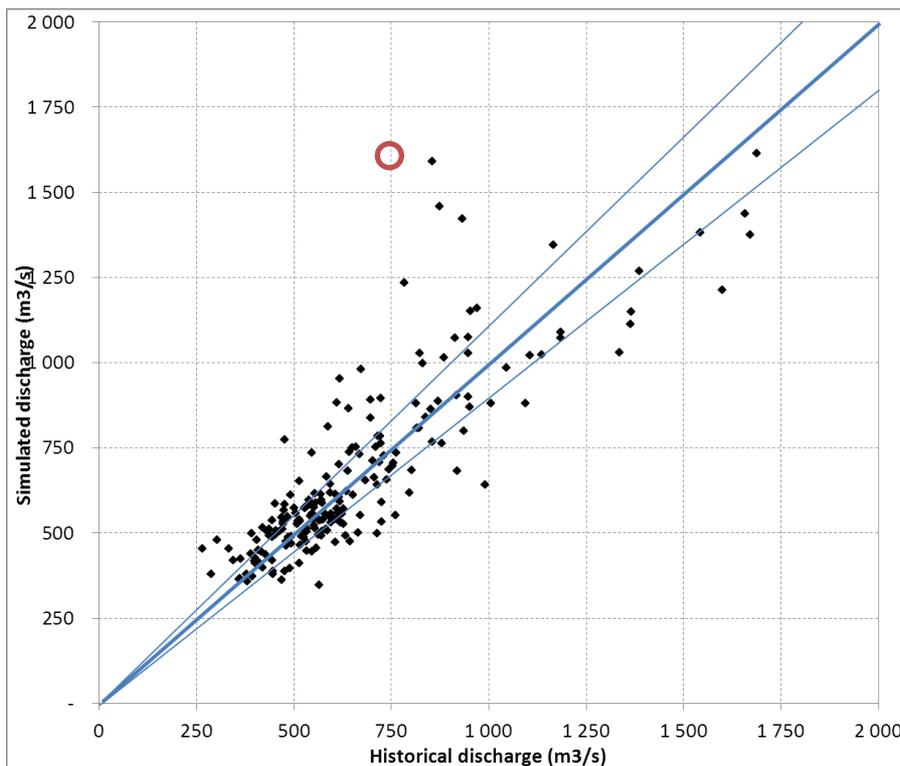
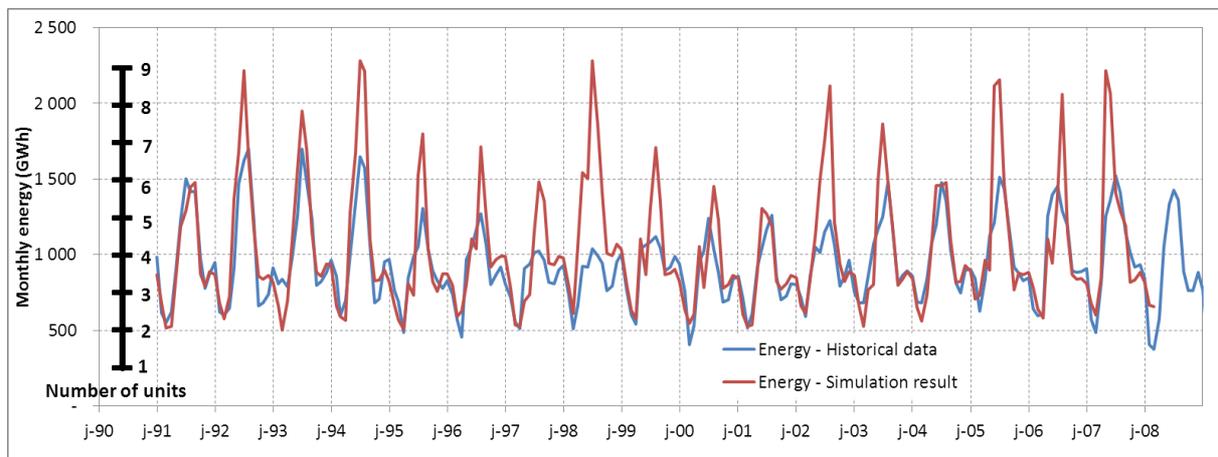


Рисунок 3.8 : Оттоки Нурека – Сравнение между историческими данными и результатами моделирования



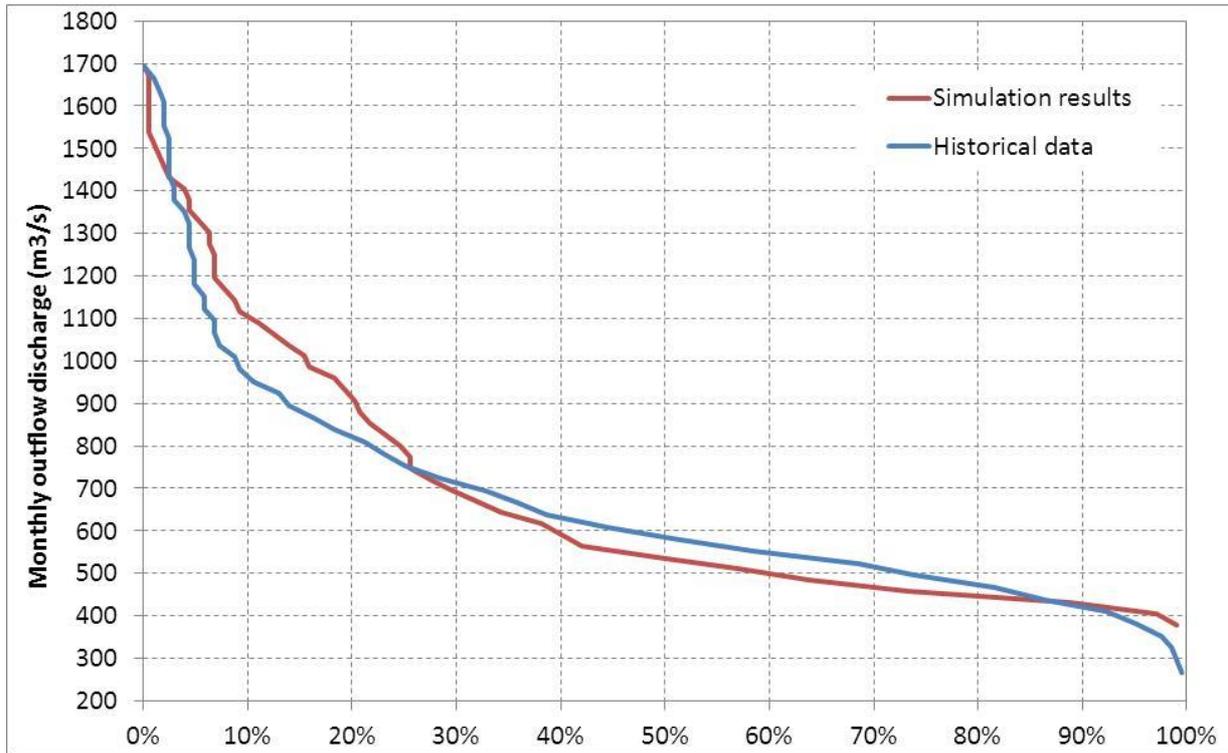
**Рисунок 3.9 : Картинка обобщения моделированных и исторических пропусков ниже Нурекской ГЭС**

Ниже, оттоки и ежемесячная выработка электроэнергии построены вдоль всего периода калибровки.



**Рисунок 3.10 : Сравнение исторической и смоделированной ежемесячной выработки электроэнергии Нурека**

Ниже построена кривая продолжительности потока имитированных и исторических оттоков.



**Рисунок 3.11 : Кривая протяженности оттоков Нурека - Сравнение между историческими данными и результатами моделирования**

Форма смоделированных кривых, как и ожидалось, очень регулярна. Существует большая разница в летней выработке энергии: имитационные пики значительно выше, чем исторические. Что касается оттоков, две кривые (смоделированная и историческая) близки.

Следующая таблица представляет среднюю расхождений между историческими данными и имитационными значениями на каждый месяц.

Эти отклонения включают определенное количество неопределенностей и упрощений для построения модели:

- первым и более важным является тот факт, что историческую изменчивость трудно воспроизвести с одним правилом эксплуатации, повторяемого каждый год;
- неопределенности по гидрологическим данным (притоки) и эксплуатационные данные по Нуреку;
- упрощение и неопределенности, полученные от вычисленного закона полезной емкости Нурека (см. § 2.6).

Месяц	Оттоки	Выработанная электроэнергия	Уровень водохранилища (м)
1	2%	-1%	-0.5
2	2%	2%	0.7
3	3%	5%	2.7
4	3%	4%	2.5
5	4%	8%	0.9
6	4%	15%	0.8
7	0%	23%	-1.0
8	3%	28%	-0.7
9	1%	11%	0.2
10	3%	6%	-0.1
11	4%	6%	-0.2
12	3%	3%	-0.2

**Таблица 3.1: Среднемесячное отклонение результатов моделирования относительно Историческим данным – Нурекской ГЭС**

Отклонение средних оттоков ниже, чем на 5% за каждый месяц. Среднее отклонение уровня водохранилища составляет менее 1 метра в течение всего года, за исключением марта и апреля, где оно достигает 2,7 и 2,5 м соответственно. Это составляет менее 5% от возможного изменения уровня водохранилища (НПУ - УМО). Следует отметить, что для всех месяцев, отток немного выше, чем исторический.

Результаты оттоков и уровня водохранилища показывают, что модель воспроизводит прошлую эксплуатацию Нурекской ГЭС с приемлемой аппроксимацией.

Результаты зимней выработки электроэнергии также весьма близки к историческим данным: максимально среднее отклонение составляет 6% в октябре. Зимняя электроэнергия немного выше, чем исторические данные, из-за двух разных источников неопределенностей, указанных выше:

- процесс калибровки, который нашел объем воды, сбалансированный от лета до зимы на 2% выше, чем среднеисторический;

- и закон о емкости водохранилища, который немного переоценивает уровень водохранилища в конце зимы.

Выработка энергии летом очень разная (+ 28% в модели в августе). Это можно объяснить тем, что в процессе моделирования, максимальная мощность турбины всегда предполагается доступной. На самом деле, максимально возможная энергия не всегда производится, из-за отсутствия оборудования или ремонта, либо из-за отсутствия спроса на энергию в летнее время. На рисунке 3.10, по оси выработки электроэнергии указано соответствующее количество действующих агрегатов. Ограничивая рабочие агрегаты в процессе моделирования, может быть воспроизведена историческая выработка энергии.

Как видно, модель дает разумную аппроксимацию поведения Вахшского каскада, учитывая полное наличие оборудования; а также различные сделанные предположения, приведшие к приемлемой системной ошибке по отношению к целей исследования. Следует напомнить, что модель должна быть достаточно точной, чтобы:

- оценить дополнительные будущие выработки электроэнергии в результате реализации Рогунской ГЭС
- Проверять, что эти дополнительные будущие выработки могут быть достигнуты без изменения принципа эксплуатации, и как следствие сезонного характера потока;

Среднегодовая электроэнергия, производимая калиброванной моделью, Нурека и всего каскада является следующей:

$$E_{\text{нурек}} = 11\,718 \pm 1\,422 \text{ € [8\,841; 15\,544] ГВт/ч.}$$

$$E_{\text{каскад}} = 19\,885 \pm 2\,313 \text{ € [15\,375; 25\,982] ГВт/ч.}$$

(где  $E$  = среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимум; максимум])

### 3.6 Улучшение эксплуатации Нурекской ГЭС

Правило эксплуатации, приведенное в предыдущем пункте, позволяет воспроизвести прошлое поведение Нурека. Никакой дополнительной оптимизации какого-либо рода не было проведено на данный момент.

Сравнивая прошлую выработку энергии и изменение спроса на электроэнергию в течение года, можно заметить, что некоторые улучшения возможны в эксплуатации Нурека. Действительно, в конце зимы спрос выше, чем в начале.

С методом проб и ошибок, кривая водохранилища будет изменена для того, чтобы иметь больше водности в феврале и марте и производить больше энергии в эти месяцы. Это означает, что уровень водохранилища должен быть снижен медленнее в начале зимы, так чтобы достаточное количество воды оставалось до конца зимы. В этом

случае, меньше энергии производится в октябре, но больше в феврале-марте, когда спрос по-прежнему высок.

Эта процедура направлена на увеличение 95% вероятности обеспеченности зимней электроэнергии ( $E_{w-95\%}$ ).

Это улучшение эксплуатации Нурекской ГЭС не изменит летние оттоки, а только распределение зимних оттоков. Общий хранимый объем остается неизменным и соответствует Нурекскому полезному объему. Таким образом, регулирование реки и принципа эксплуатации реки Вахш не изменяется.

Кривая улучшенного правила эксплуатации, которая была обнаружена, в таком случае будет преобразована относительно значения объема или расхода, который должен быть применен в любой сценарии, который включает в себя и Нурекскую и Рогунскую ГЭС. Это правило эксплуатации водохранилища может быть легко преобразовано в «необходимый пропуск» как была определена в алгоритме расчетов (см. § 3.2) благодаря принципу баланса объема:

$$\frac{dV}{dt} = Q_{\text{притоки}} - Q_{\text{оттоки}}$$

$$\Rightarrow \frac{V(Z_i) - V(Z_{i-1})}{1 \text{ месяц}} = Q_{\text{притоки}} - Q_{\text{оттоки}}$$

Где  $V(Z_i)$  является уровнем водохранилища месяца, и  $V(Z_{i-1})$  уровнем водохранилища предыдущего месяца.

$$\Rightarrow Q_{\text{оттоки}} = Q_{\text{притоки}} - \frac{V(Z_i) - V(Z_{i-1})}{1 \text{ месяц}}$$

Где  $V(Z_i)$  является уровнем водохранилища месяца, и  $V(Z_{i-1})$  уровнем водохранилища предыдущего месяца.

В дальнейшем термин «необходимый пропуск» относится к пропуску, рассчитанному благодаря предыдущей формуле из правило эксплуатации водохранилище, который найден быть лучшим способом для калибровки модели. На каждом этапе вычисления она является функцией от предыдущего уровня водохранилище и притоков.

### 3.7 Совместная эксплуатация Рогунской и Нурекской ГЭС

Принцип, установленный в пункте 3.1, задает определенный уровень регулирования, что ограничен Нурекским полезным объемом, и который не может быть увеличен. Таким образом, в этом рамках данного лимита, единственным параметром, который может быть адаптирован, является распределение регулирования между Рогунской и Нурекской ГЭС. Двумя чрезвычайными возможностями являются:

- Выполнение всевозможного регулирования в Рогуне, а Нурек является ГЭС, работающей на притоке;
- Выполнение всевозможного регулирования в Нуреке, а Рогун является ГЭС, работающей на притоке;

Оптимальная эксплуатация может быть промежуточной.

«Необходимый попуск», найденный и приведенный в предыдущем пункте, должен быть отнесен ниже Нурека. Такие же необходимые попуски (минус промежуточные притоки, плюс промежуточные водоотборы) могут быть полностью или частично отнесены вниз по течению от Рогунской ГЭС. Это может быть подсчитано "соотношением регулирования", что определяется как соотношение между необходимым попуском, учитывая ниже Рогунской ГЭС и максимальным (тем, что должен соблюдаться в Нуреке). Это "соотношение регулирования" показано на рисунке 3.12.

Если не требуется необходимый попуск вниз по течению от Рогунской ГЭС, соотношение регулирования равно 0, то это будет ГЭС работающий на притоке и всевозможного регулирования должны быть сделаны в Нуреке.

Если "полный" необходимый попуск требуется вниз по течению от Рогунской ГЭС, соотношение регулирования составит 1, и Рогунская ГЭС будет выполнять все регулирование, а Нурек будет ГЭС, работающей на притоке.

Эти две крайности и несколько промежуточных ситуаций вычисляются, и  $E_{w-95\%}$  рассчитана для каждого из них.

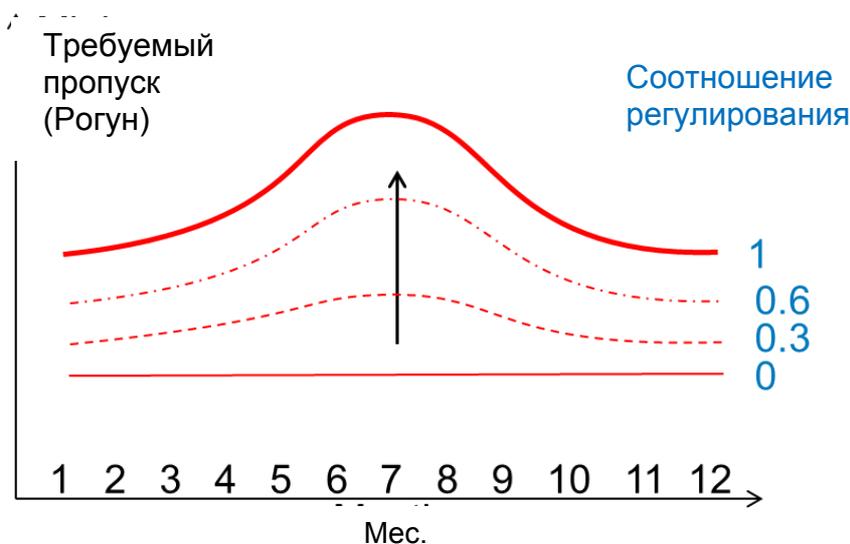


Рисунок 3.12 : Иллюстрационное объяснение "соотношения регулирования"

### **3.8 Совместная эксплуатация Рогунской и Нурекской ГЭС во время заполнения водохранилища Рогунской ГЭС**

Когда уровень водохранилища Рогунского низкий, более интересно с точки зрения выработки электроэнергии, сделать регулирования в Нуреке: снижение напора в Рогунской ГЭС, для увеличения пропуска через турбины в зимний период намного важнее, чем увеличение уровня водохранилища Нурекской ГЭС.

С другой стороны, когда Рогун достигает определенного уровня, начинает быть более интересным регулировать в Рогуне, хотя уровень НПУ еще не достигнут: Пропуски через турбин в Рогуне значительно увеличивается, а Нурекская ГЭС остается на максимальном уровне водохранилища, создавая больше напора.

Была изучен оптимальный уровень Рогунской ГЭС, с которого начинается регулирование в Рогуне. Был исследован диапазон уровней: от 1050 м.н.у.м. до 1290 м.н.у.м., а так же диапазон коэффициента регулирования (от 0 до 1). Было обнаружено, что оптимальным, в рамках зимней электроэнергии является:

- Эксплуатация Рогунского в качестве русловой гидроэлектростанции (коэффициент регулирования равен 0), пока уровень водохранилища меньше, чем 1140 м.н.у.м.;
- Затем начать регулирование в Рогуне (коэффициент регулирования 0.2) и постепенно увеличивать регулирование в Рогуне по мере подъема уровня водохранилища;
- И производить полное регулирование в Рогуне (коэффициент регулирования = 1), когда уровень водохранилища достигает 1210 м.н.у.м.

## **4 ИССЛЕДОВАННЫЕ СЦЕНАРИИ**

### **4.1 Случаи сценария моделирования для нормальной эксплуатации**

Как упоминалось ранее, для численного моделирования, всегда будут сохраняться следующие граничные условия:

- Принцип эксплуатации реки Вахш остается неизменным;
- Ежемесячные ирригационные водозаборы и возвратные стоки между Рогунской ГЭС и концом Вахшского каскада (слияние с рекой Пяндж) будут оцениваться ПРТ, но в любом случае останутся в полном соответствии с Нукусской Декларацией (Протоколом 566) и в пределах, установленных БВО в применении Нукусской декларации для реки Вахш и протоколом 566.

Разные случаи для каждого НПУ будут смоделированы:

#### ***а) Экстраполированное нынешнее состояние***

- Эксплуатационный принцип эксплуатации реки остается неизменным;

- Водозаборы и возвратные воды получены из фактических доступных данных 2005-2011 гг по реке Вахш. Эти данные должны соответствовать десятилетним данным (лимиты и факты), которые были опубликованы МКВК.

#### **б) Базовый случай – Будущее использование Таджикистаном выделенного лимита воды**

- Принцип эксплуатации реки остается неизменным;
- Ежемесячные значения водозаборов и возвратных вод являются средними прогнозируемыми значениями, оцененными ПРТ с использованием полного выделенного лимита воды Вахша и остающийся ниже лимитов, установленных Нукусской декларацией и Протоколом 566.

Следует отметить, что влияние **седиментации** на водохранилище Рогунской ГЭС было исследовано по варианту (б), в течение всего промежутка технического срока службы.

Для целей сравнения, **текущий каскад** (т.е. без Рогунской ГЭС) будет также смоделирован как базовый сценарий.

#### **4.2 Сценарий моделирования для заполнения водохранилища Рогунской ГЭС**

В дополнение к обычным эксплуатационным случаям, Консультант будет, также моделировать **период наполнения водохранилища**, предполагая следующее:

- Принцип эксплуатации реки остается неизменным;
- Водозаборы и возвратные воды получены из фактических доступных данных за 2005-2011 гг по реке Вахш, не превышая лимитов Нукусской декларации и протокола 566.. Было решено, что заполнение водохранилища будет проводиться только в рамках выделенного лимита воды Таджикистану по реке Вахш.
- Разница между лимитом и средними фактическими водозаборами используется для заполнения водохранилища Рогунской ГЭС. Это значит, что каждый год, тот же объем (1211 км<sup>3</sup>) имеется в распоряжении для наполнения водохранилища.
- Срок строительства для трех вариантов НПУ будет определяться Консультантом.
- Ограничения в связи с сейсмичностью или другими потенциальными ограничивающими факторами принимаются во внимание при определении скорости заполнения водохранилища во время строительства.

#### **4.3 Суммирующая таблица**

В следующей таблице показаны все сценарии и варианты, которые будут изучены. В общей сложности будет 20 запускаемых моделей.

	Установленная мощность	(а)	(б)	Наполнение	(б) + седиментация
<b>Без Рогуна</b>		Да	Да		
<b>НПУ = 1290 мнум</b>	<b>3600 МВт</b>	да	Да	да	да
	<b>3200 МВт</b>		Да		
	<b>2800 МВт</b>		Да		
<b>НПУ = 1255 мнум</b>	<b>3200 МВт</b>	да	Да	да	да
	<b>2800 МВт</b>		Да		
	<b>2400 МВт</b>		Да		
<b>НПУ = 1220 мнум</b>	<b>2800 МВт</b>	да	Да	да	да
	<b>2400 МВт</b>		Да		
	<b>2000 МВт</b>		Да		

Таблица 4.1: Смоделированные сценарии и варианты

## 5 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для каждого случая моделирования подробные результаты моделирования представлены в Приложении Г.

В данном пункте представлены только основные результаты и сравнение между различными сценариями.

### 5.1 Без Рогуна

#### 5.1.1 Правило кривой водохранилища

Улучшенное правило эксплуатации Нурекской ГЭС является правилом кривой водохранилища, представленным на рисунке 5.1.

Снижение водохранилища происходит медленнее, чем калиброванное правило кривой. А минимальный уровень водохранилища достигается в конце апреля, и составляет 860 м над уровнем моря, как и для калиброванной кривой. Устанавливается принцип сохранения того же принципа эксплуатации реки, не регулировать больше, чем в настоящее время и чтобы не снижать уровень водохранилища больше, чем при текущем состоянии.

Кроме того, было также проверено, что это правило кривой оптимизировано с точки зрения амплитуды, т.е. относительно УМО. 95% обеспеченность энергии (в зимние месяцы, и все месяцы) была рассчитана для нескольких УМО и результаты показаны на рисунке 5.2.

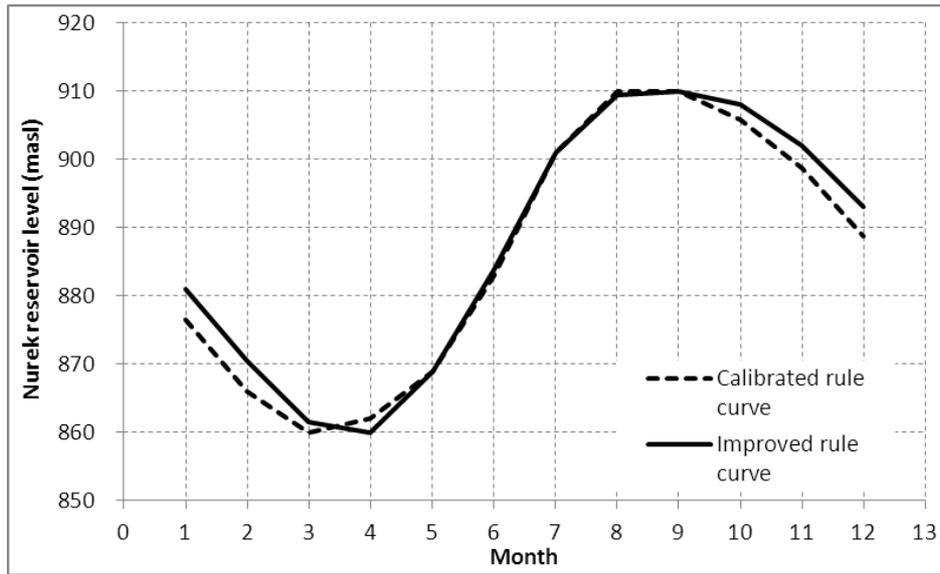


Рисунок 5.1 : Кривая правила уровня водохранилища Нурекской ГЭС–Калиброванное и улучшенное

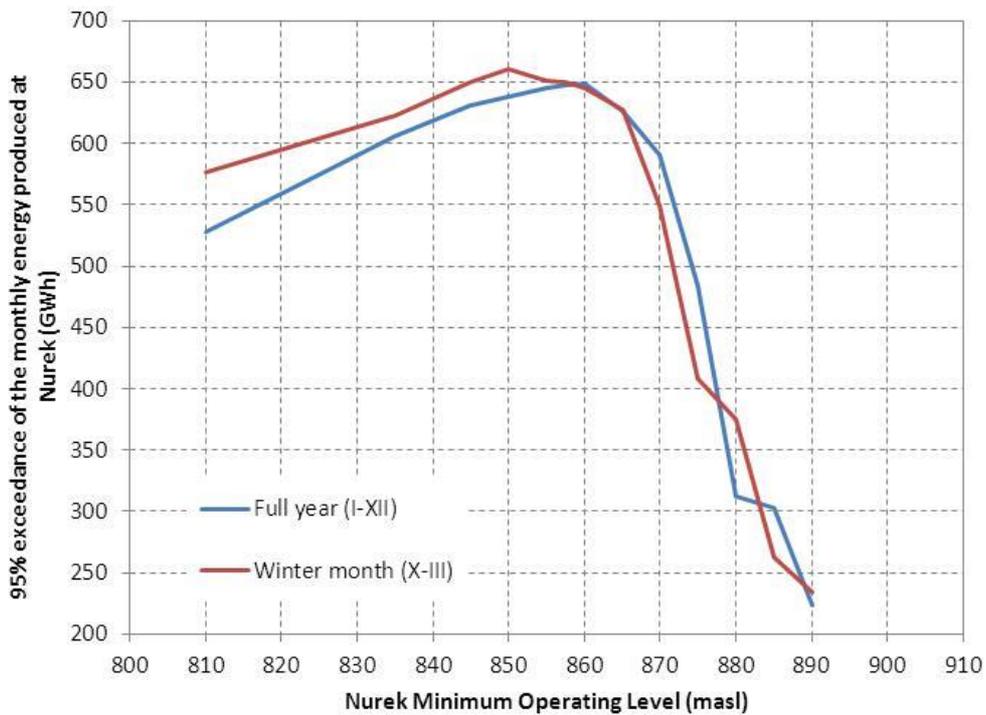


Рисунок 5.2: E95% Нурека относительно УМО

Для низких УМО, 95% обеспеченность энергии в зимние месяцы выше, чем 95% обеспеченность энергии на весь год. Действительно, при низких УМО, апрель месяцы (рассматриваемые как лето) производят меньше энергии, чем все зимние месяцы из-за уменьшенного напора.

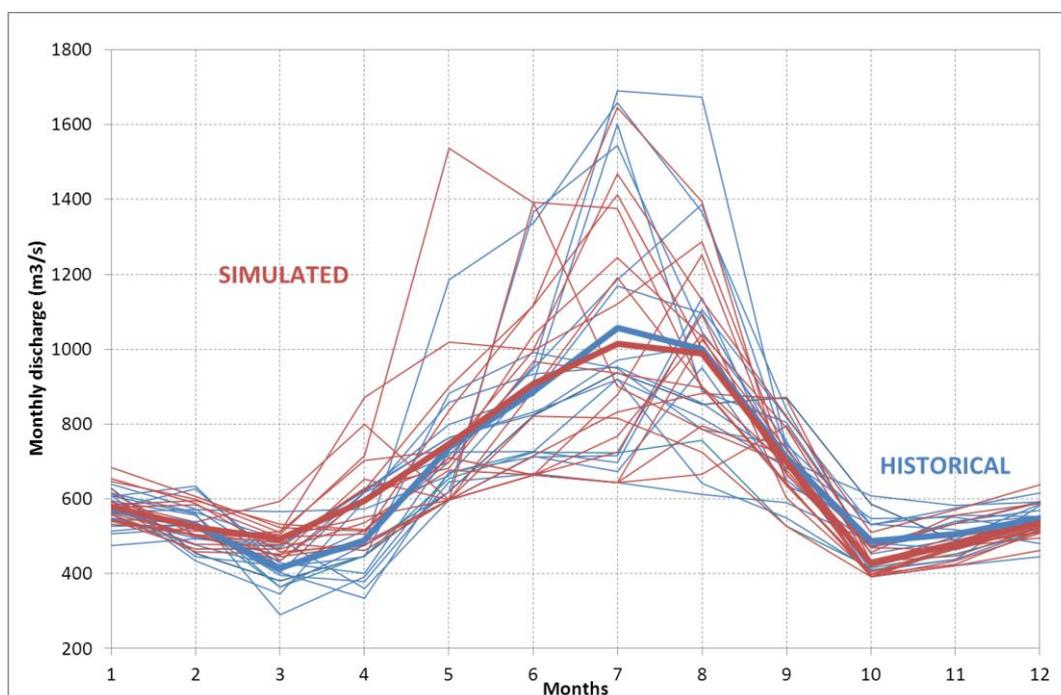
Рисунок 5.2 показывает, что оптимум находится между 850 и 860 м над уровнем моря.

Таким образом, найденное правило кривой и представленное на рисунке 5.1, выполняет две цели моделирования: увеличение электроэнергии производимой зимой, и сохранить принцип эксплуатации реки неизменным.

### 5.1.2 Результаты сценарии (а)

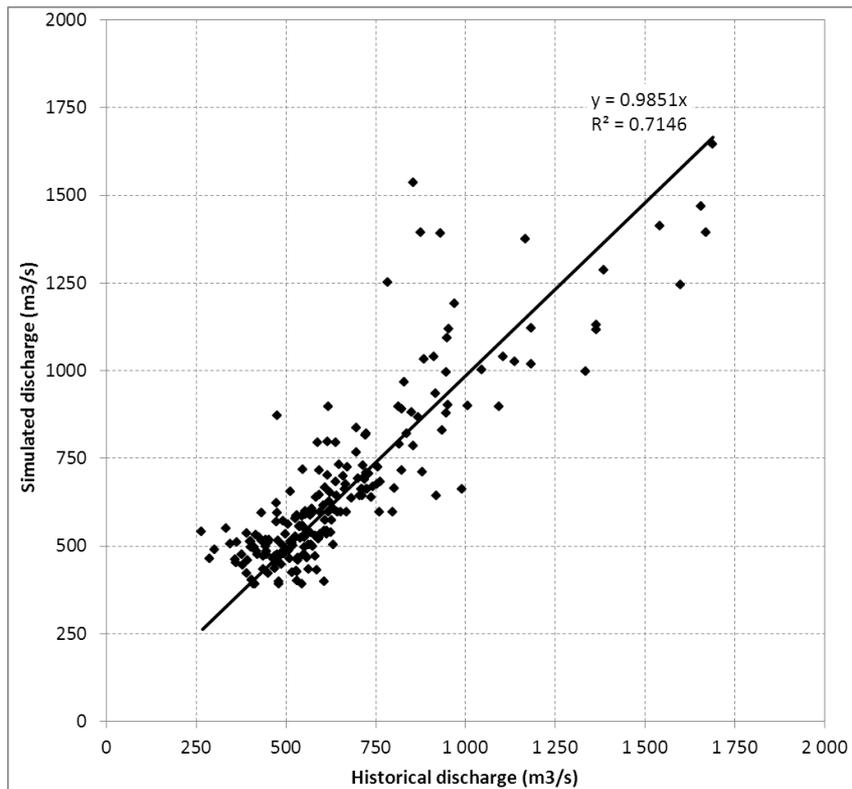
Далее представлены различные результаты сценариев моделирования каскада "Без Рогуна" в нынешнем случае (сценария (а)).

Первое, сравнение смоделированного и исторического расхода между 1991 по 2008 гг на выходе Нурекской ГЭС представлено, чтобы выделить разницу между калибровкой (§ 3.5) и улучшением эксплуатации Нурекской ГЭС. Можно увидеть на рисунке 5.3. В марте и апреле, смоделированные расходы выше, чем исторические на 100 м<sup>3</sup>/с примерно. Это эффект изменения правила кривой водохранилища: больше воды остается доступным в конце зимы. Чтобы сбалансировать это, расходы ниже в октябре и ноябре. Летом (май по август) и среднее и разбросанные значения очень близки к историческим данным.



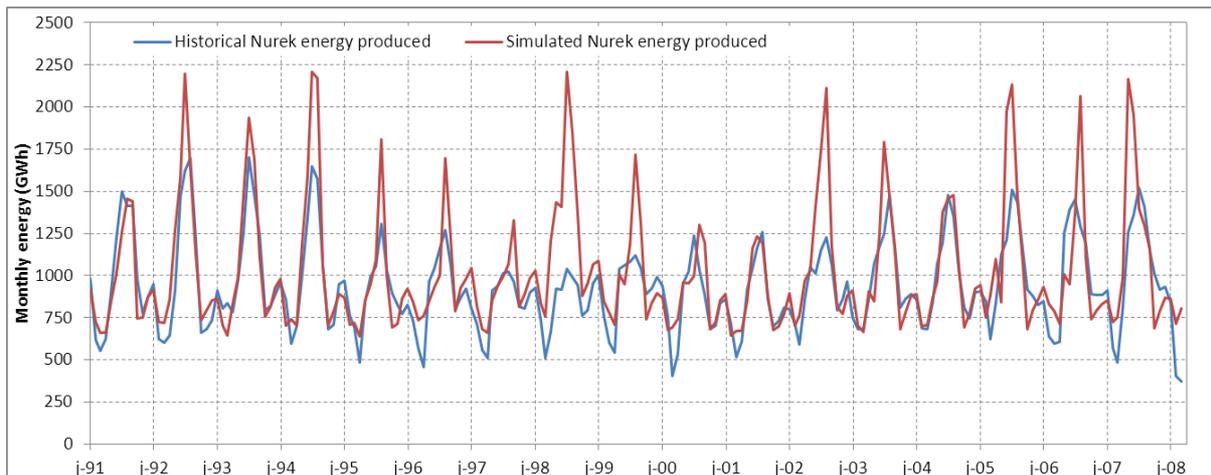
**Рисунок 5.3: Без Рогуна (а) – Сравнение исторического и моделированного расхода вниз по течению от Нурека (1991-2008)**

Рисунок 5.4 показывает обобщении моделированного расхода по сравнению с историческим. Видно, что ряд точек достаточно близко к наклону 1/1. Распределения точек очень похожи на тот, обнаруженных после калибровки (см. §3,5), за исключением небольших расходов (меньше 500 м<sup>3</sup>/с), которые смещены вверх.



**Рисунок 5.4: Обобщения смоделированных (сценарии а – без Рогуна) и исторических расходов ниже Нурекской ГЭС**

В значении электроэнергии, низкий пик, который наблюдается в исторической выработке в марте-апреле в настоящее время в том же диапазоне, что наблюдается в октябре. Производство энергии в течение всей зимы более регулярное, чем в исторической выработке. Что касается откалиброванных серий, летняя выработка электроэнергии (с мая по август), является гораздо более большой, чем историческая. Это может быть объяснено тем фактом, что в моделировании предполагается, что максимальная мощность турбины всегда доступна. В реальности, максимально возможная электроэнергия не всегда производится из-за недоступности оборудования или технического обслуживания или из недостатка спроса на электроэнергию летом.



**Рисунок 5.5: Без Рогуна (а) –Сравнение исторической и смоделированной выработанной электроэнергии**

95% обеспеченность электроэнергии Нурека в зимний период ( $E_{W-95\%}$ ) составляет 645 ГВт-ч в месяц.  $E_{W-95\%}$  всего каскада составляет 1107 ГВт-ч в месяц.

С калиброванной эксплуатацией Нурекской ГЭС, Нурек был способен выработать 95% обеспеченность электроэнергии в зимний период 519 ГВт-ч в месяц. Целый каскад был способен выработать 95% обеспеченность энергии в зимний период 915 ГВт-ч в месяц. Улучшенная эксплуатация позволяет увеличить на 21% выработку гарантированную электроэнергию каскада ( $E_{W-95\%}$ ).

Среднегодовая энергия, выработанная Нуреком и всем каскадом является следующей:

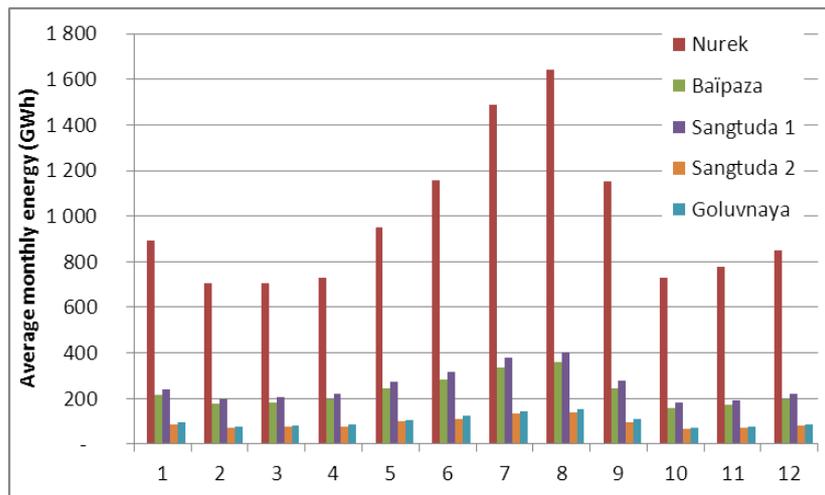
$$E_{\text{Нурек}} = 11\,753 \pm 1419 \text{ € } [8\,758, 15\,501] \text{ ГВтч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 19\,910 \pm 2\,336 \text{ € } [15\,104, 25\,916] \text{ ГВтч}$$

(Где E = среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимальный, максимальный])

Гарантированная выработанная электроэнергия всего каскада составляет 13 040 ГВт-ч в год.

Следует отметить, что средняя выработка электроэнергии Нурекской ГЭС и всего каскада примерно такая же, с и без улучшенная эксплуатация. Увеличивается лишь количество гарантированной электроэнергии.



**Рисунок 5.6 : Среднемесячная произведенная каскадом энергия в течение года**

Распределение ежемесячной выработки энергии представлено на следующем рисунке (2-пунктирные линии являются "типичными" многоводными и засушливыми годами). Зимой, разница весьма ограничена. Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже.

(ГВт-ч)	Многоводные годы	Маловодные годы
Среднегодовая энергия	21 857	18 221

Таблица 5.1: Производство электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет – без Рогуна (а)

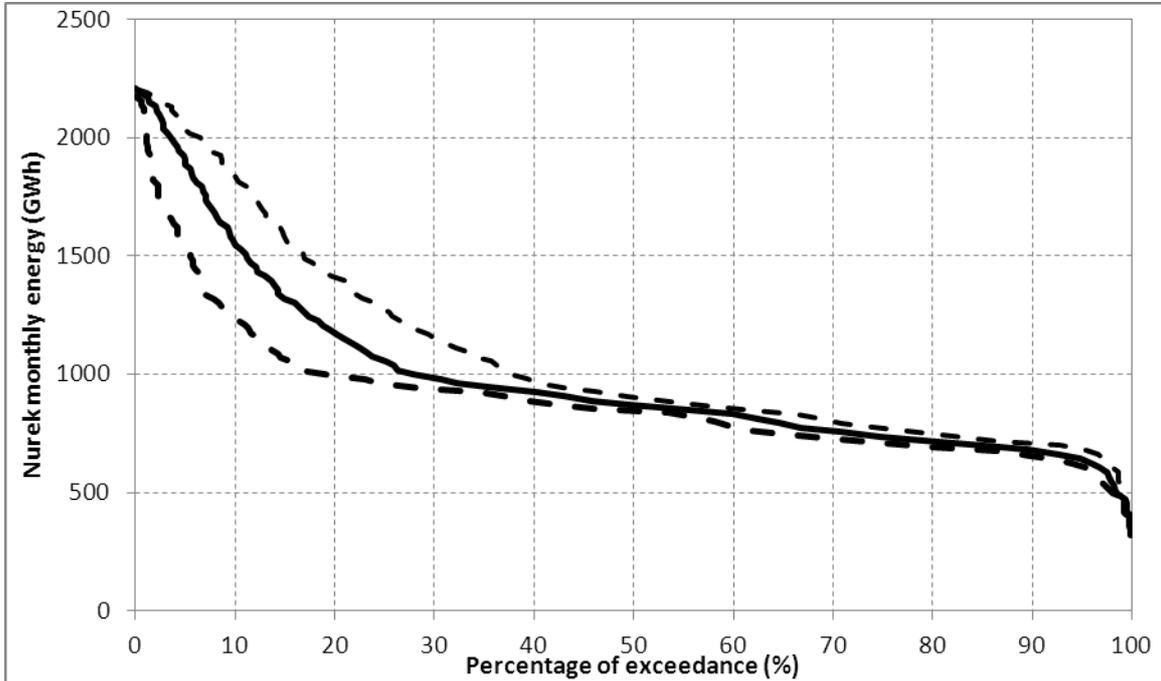


Рисунок 5.7 : Без Рогуна (а) - Ежемесячное распределение выработки электроэнергии Нурека

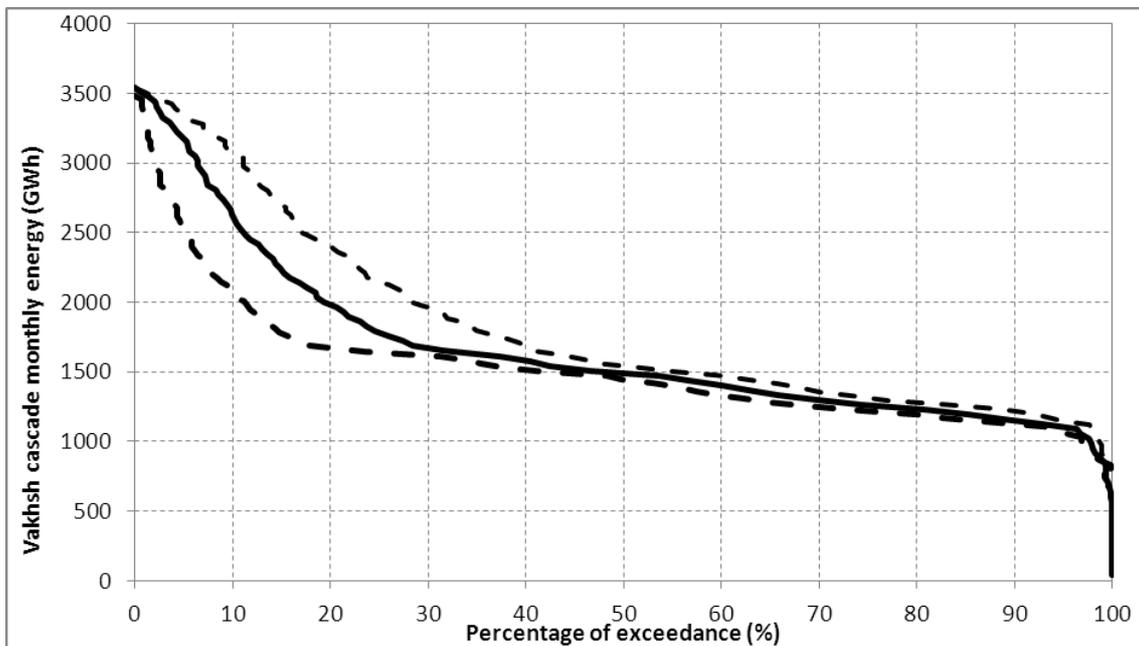


Рисунок 5.8: Без Рогуна (а) - Ежемесячное распределение выработки электроэнергии каскада Вахш

При моделировании в эпизоде сброса воды, сброс был использован только в 14 летних периодах из 76. За весь период моделирования, общий объем сброшенной воды составляет  $4280 \text{ км}^3$ , то есть в среднем  $56 \text{ км}^3/\text{год}$ . Это составляет менее 0,5% средних притоков.

Расход в нижней части реки Вахш в течение всего периода моделирования представлен на Рисунке 5.9. Распределение расхода представлено на Рисунке 5.10.

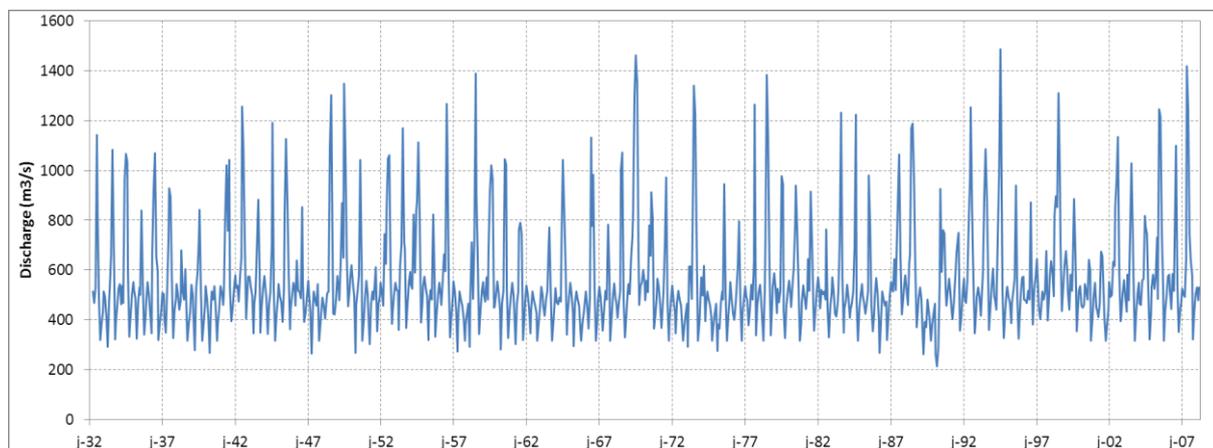


Рисунок 5.9 : Сценарий без Рогуна (а) –Расход вниз по течению каскада

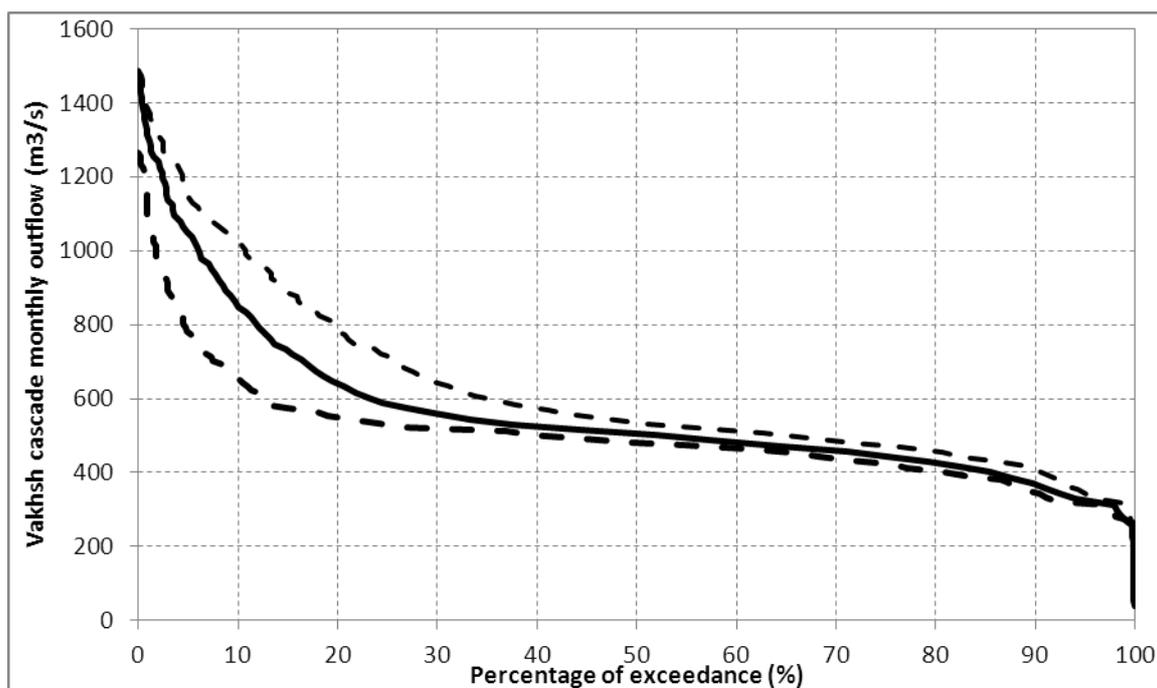


Рисунок 5.10 : Сценарий без Рогуна (а) – Распределение расхода вниз по течению каскада

### 5.1.3 Результаты сценарий (б)

Далее представлены результаты различных сценариев моделирования каскада «Без Рогуна» в базовом сценарии (б, будущее использование Таджикистаном выделенного

лимита воды). Моделирования, выполнены так же, как в предыдущем абзаце, за исключением, того, что используется полный выделенный лимит воды Таджикистаном.

95% обеспеченность электроэнергии Нурекской ГЭС в зимнее время ( $E_{W-95\%}$ ) составляет 618 ГВт-ч в месяц.  $E_{W-95\%}$  всего каскада составляет 1072 ГВт-ч в месяц.

Среднегодовая выработка электроэнергии на Нурекской ГЭС и всего каскада состоит в следующем:

$$E_{\text{Нурек}} = 11\,289 \pm 1\,404 \text{ € } [8\,501; 15\,223] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 19\,084 \pm 2\,310 \text{ € } [14\,631; 25\,429] \text{ ГВт-ч}$$

(где  $E$  – среднее значение  $\pm$  стандартное отклонение  $\text{€}$  [минимум; максимум])

Гарантированная выработка всего Каскада составляет 12 528 ГВт-ч в год.

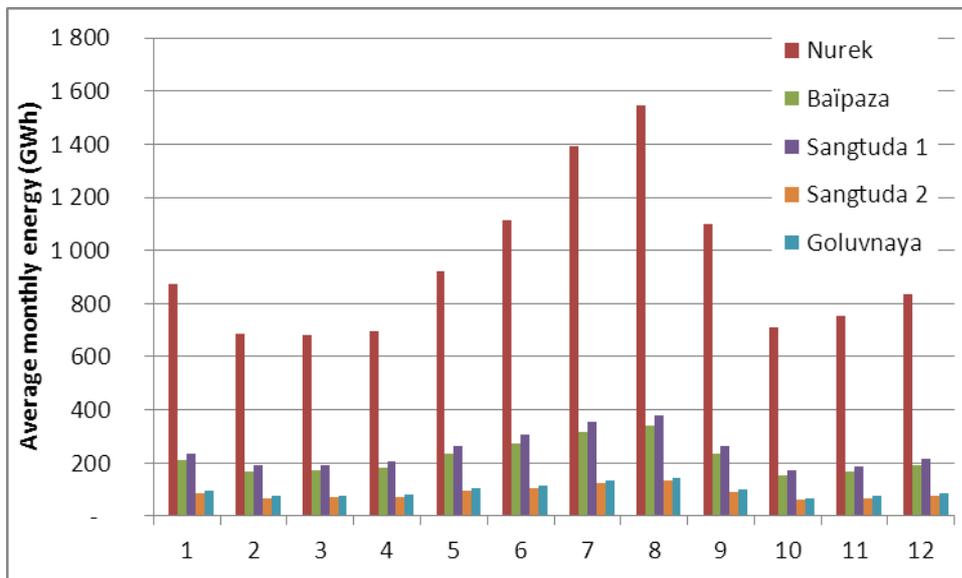


Рисунок 5.11 : Сценарий без Рогуна (б) – Среднемесячная выработка электроэнергии Каскада

Распределение ежемесячной электроэнергии представлена на следующем рисунке (2 пунктирные линии являются «типичными» многоводными и засушливыми годами). Следует отметить, что разница между влажной и сухой год ограничивается самой высокой электроэнергией, то есть летнего месяца, где изменчивость расхода имеет значение. Зимой разница очень ограничена. Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже:

ГВт-ч	Многоводные годы	Засушливые годы
Среднегодовая электроэнергия	19 302	18 858

Таблица 5.2: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет – без Рогуна (b)

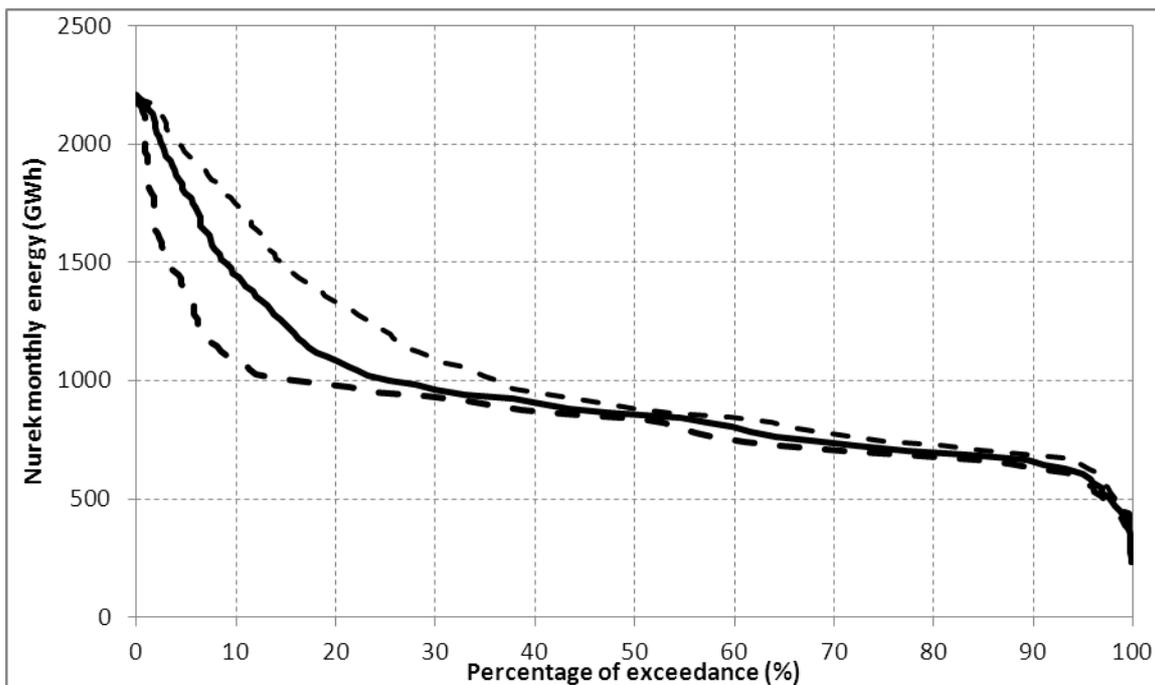


Рисунок 5.12 : Сценарий без Рогуна (б) – Распределение ежемесячной выработки Нурека

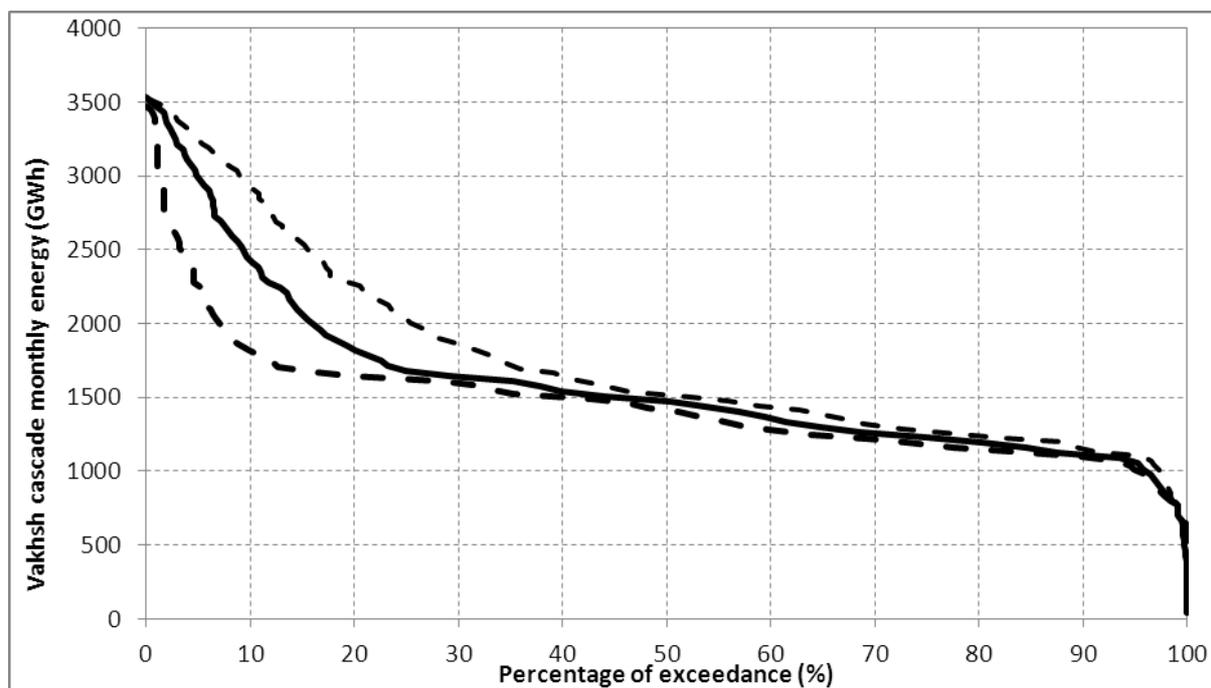


Рисунок 5.13 : Сценарий без Рогуна (б) – Распределение ежемесячной выработки Вахшского каскада

При моделировании эпизода сброса воды были использованы только 10 лето из 76. За весь период моделирования, общий объем сброшенной воды составляет  $2173 \text{ м}^3$ , то есть среднее из  $29 \text{ м}^3/\text{год}$ . Это составляет менее 0,2% от среднего притока.

Расход на нижней точки реки Вахш на вес период моделирования представлен на Рисунке 5.9. Распределение расхода представлена на рисунке 5.10. Пики немного ниже, чем в сценарии (а), как ожидалось: водозабор рассматривается в базовом варианте это будущий водозабор Таджикистана, то есть полный выделенный лимит воды, в то время как сценарий (а) относится к нынешней ситуации и меньшему забору воды.

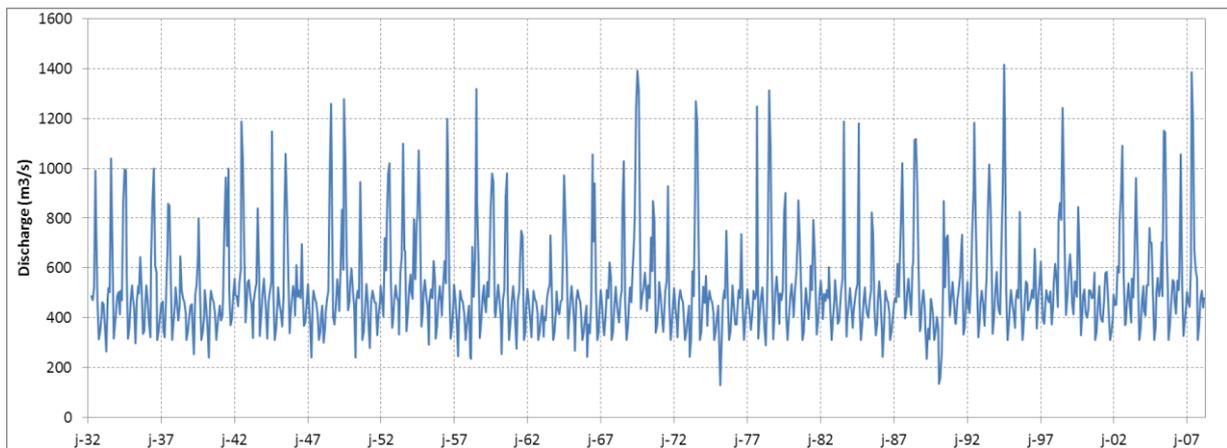


Рисунок 5.14 : Без Рогуна, сценарий (б)- Расход на нижней части каскада

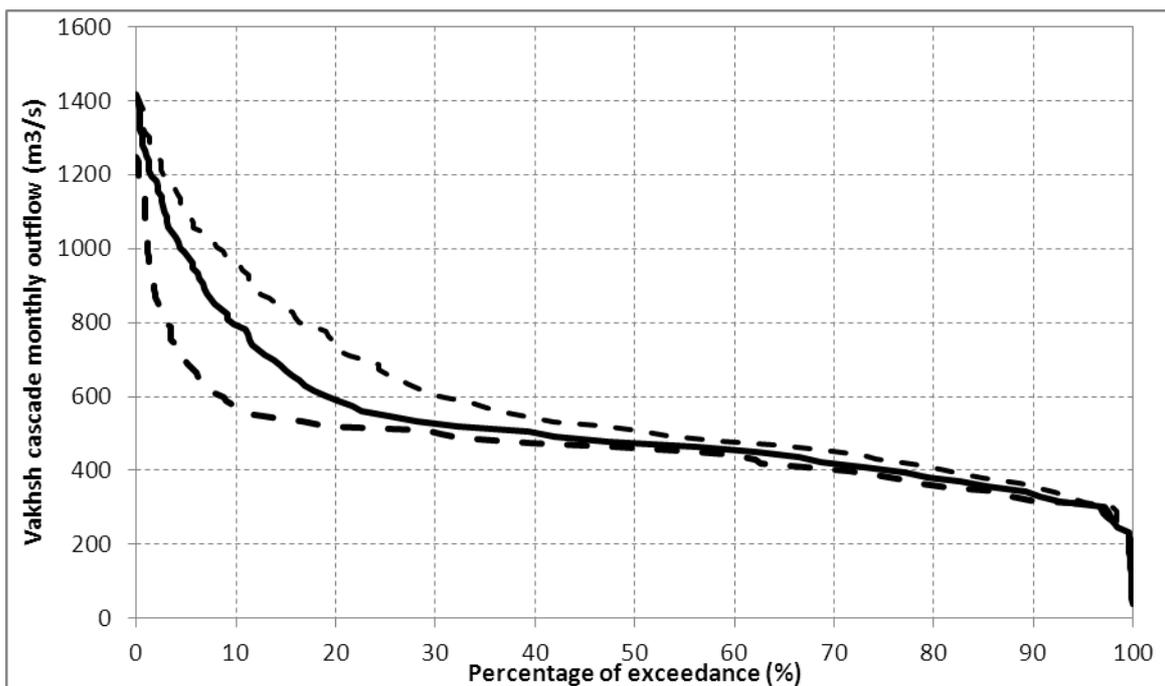


Рисунок 5.15 : Без Рогуна, сценарий (б) – Распределение расхода на нижней части каскада

## 5.2 С Рогуном, Базовые сценарии (б)

### 5.2.1 Оптимизированная совместная эксплуатация Рогунской и Нурекской ГЭС

На следующем графике представлено изменение 95% обеспеченности энергии, зимней выработки Рогунской и Нурекской ГЭС относительно соотношению регулирования. Эти кривые указывают на оптимизированную совместную эксплуатацию Нурекской и Рогунской ГЭС.

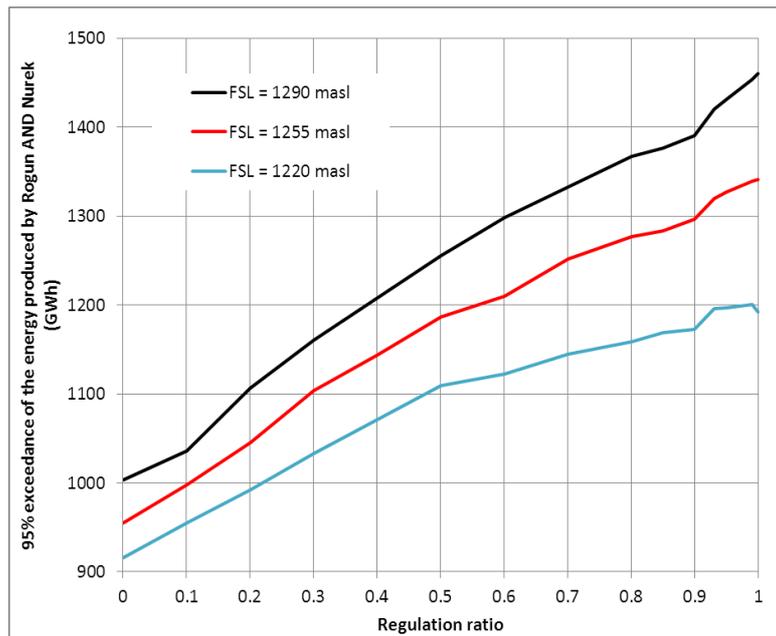


Рисунок 5.16 : Оптимизация совместной эксплуатации Рогунской и Нурекской ГЭС

Для каждого варианта, оптимизированное соотношение регулирования было установлено, что будет: 1 для НПУ = 1290 м над уровнем моря, 1 для НПУ = 1255 м над уровнем моря и 0,95 для НПУ = 1220 м над уровнем моря.

### 5.2.2 НПУ =1290 м.н.у.м

Далее представлены результаты базового сценария (б). Подробные результаты представлены для установленной мощности в 3600 МВт. Результаты в значении электроэнергии представлены только для двух других изучаемых установленных мощностей.

Первое, соотношение регулирования 1 означает, что все регулирование осуществляется в Рогунской ГЭС. Средний уровень воды в Рогунской и Нурекской ГЭС в середине каждого месяца представлены на следующем графике.

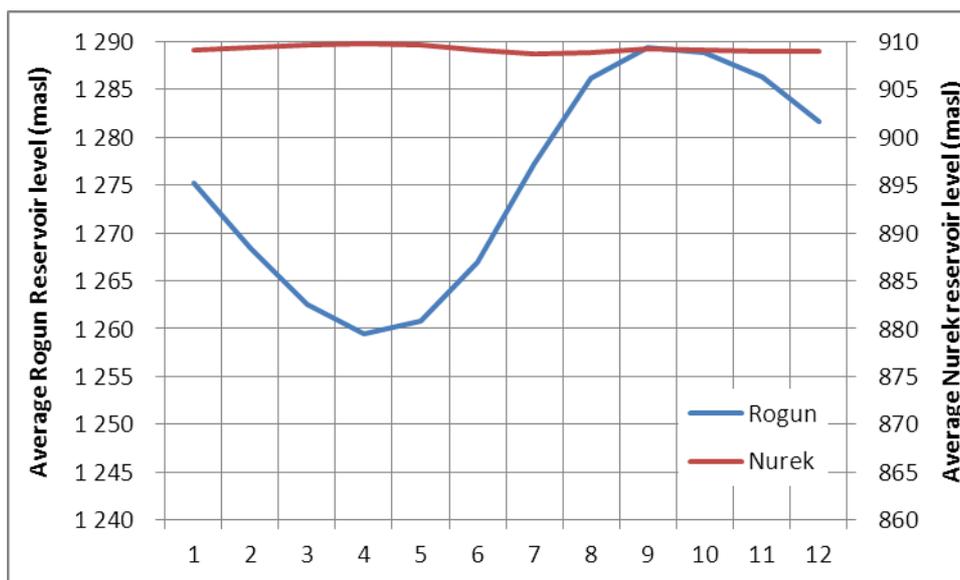


Рисунок 5.17 : Сценарий (б-1290) – Средний уровень водохранилища Рогуна и Нурека

Можно заметить, что самый низкий средний уровень водохранилища Рогуна является 1259 мнум в апреле, в то время как уровень Нурекского водохранилища очень ровный. Водоохранилище Нурека используется только в засушливый год для завершения регулирования Рогуном.

Рогун+Нурек 95% обеспеченность электроэнергии в зимний период ( $E_{W-95\%}$ ) составляет 1460 ГВт.ч. в месяц, 17 515 ГВт.ч. в год.  $E_{W-95\%}$  всего каскада составляет 1903 ГВт.ч. в месяц, Гарантированная выработка всего каскада составляет 22 360 ГВт.ч. Это значение действительно для трех изученных установленных мощностей.

Среднегодовая энергия, выработанная Рогунном, Нуреком и всем каскадом является следующей для установленной мощности в 3600 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 14\,398 \pm 1\,718 \text{ € } [11\,265; 18\,989] \text{ ГВт.ч.}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,297 \pm 1\,457 \text{ € } [9\,730; 16\,249] \text{ ГВт.ч.}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 34\,441 \pm 4\,054 \text{ € } [27\,330; 45\,405] \text{ ГВт.ч.}$$

(где  $E$  = среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимум; максимум])

Среднегодовая энергия, выработанная Рогунном, Нуреком и всем каскадом является следующей для установленной мощности в 3200 МВт::

$$E_{\text{Рогун}} = 14\,288 \pm 1\,602 \text{ € } [11\,265; 18\,123] \text{ ГВт.ч.}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,297 \pm 1\,457 \text{ € } [9\,730; 16\,249] \text{ ГВт.ч.}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 34\,331 \pm 3\,936 \text{ € } [27\,215; 44\,538] \text{ ГВт.ч.}$$

Среднегодовая энергия, выработанная Рогунном, Нуреком и всем каскадом является следующей для установленной мощности в 2600 МВт::

$$E_{\text{Рогун}} = 14\,066 \pm 1\,429 \text{ € [11\,056; 17\,527] ГВт.ч.}$$

$$E_{\text{Нурека}} = 12\,297 \pm 1\,457 \text{ € [9\,730; 16\,249] ГВт.ч.}$$

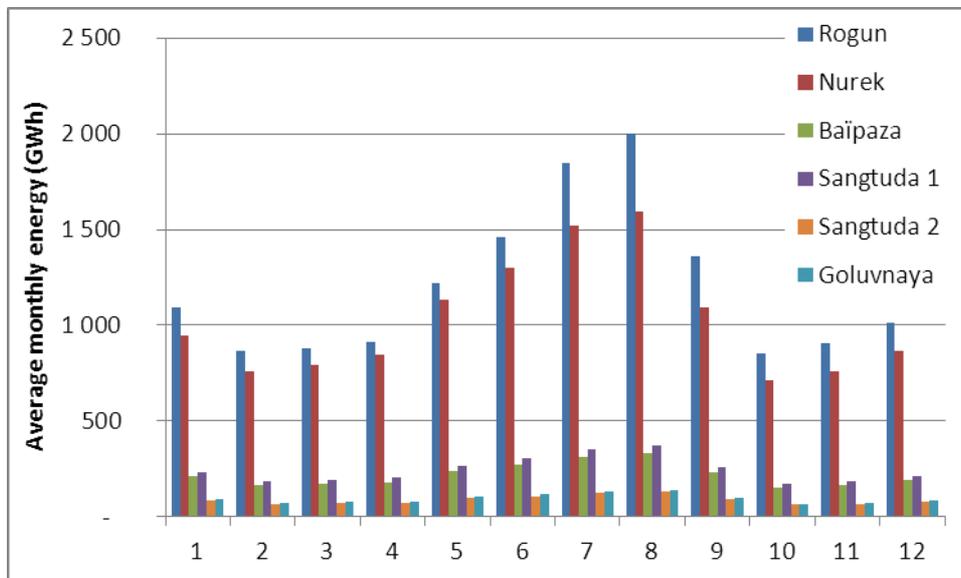
$$E_{\text{Каскад}} = 34\,109 \pm 3\,753 \text{ € [26\,917; 43\,655] ГВт.ч.}$$

$$E_{\text{Нурека}} = 12\,297 \pm 1\,457 \text{ € [9\,730; 16\,249] ГВт.ч.}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 34\,109 \pm 3\,753 \text{ € [26\,917; 43\,655] ГВт.ч.}$$

Выработка Нурека остается одинаковой, независимо от установленной мощности Рогуна, что и ожидалось, так как изменение установленной мощности не меняет правил эксплуатации.

Изменение установленной мощности Рогуна влияет только на высокие мощности (летние месяцы): увеличение с 2800 до 3600 МВт показывает увеличение среднегодовой выработки энергии в Рогуне на 2%.



**Рисунок 5.18 : Среднемесячная электроэнергия, выработанная каскадом за год по Сценарию (б-1290)  $P_{\text{уст}} = 3600$  МВт**

Распределение ежемесячной электроэнергии представлено на следующей рисунке (2 пунктирные линии обозначают многоводные и засушливые года). Следует отметить, что разница между влажной и сухой год ограничивается самой высокой электроэнергией, то есть летним месяцем, где изменчивость расхода имеет значение. Зимой разница очень ограничена. Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже:

(ГВт-ч)	Многоводные года	Засушливые года
Среднегодовая электроэнергия (Pi=3600 МВт)	37 869	31 619
Среднегодовая электроэнергия (Pi=3200 МВт)	37 670	31 587
Среднегодовая электроэнергия (Pi=2800 МВт)	37 277	31 516

Таблица 5.3: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (b-1290)

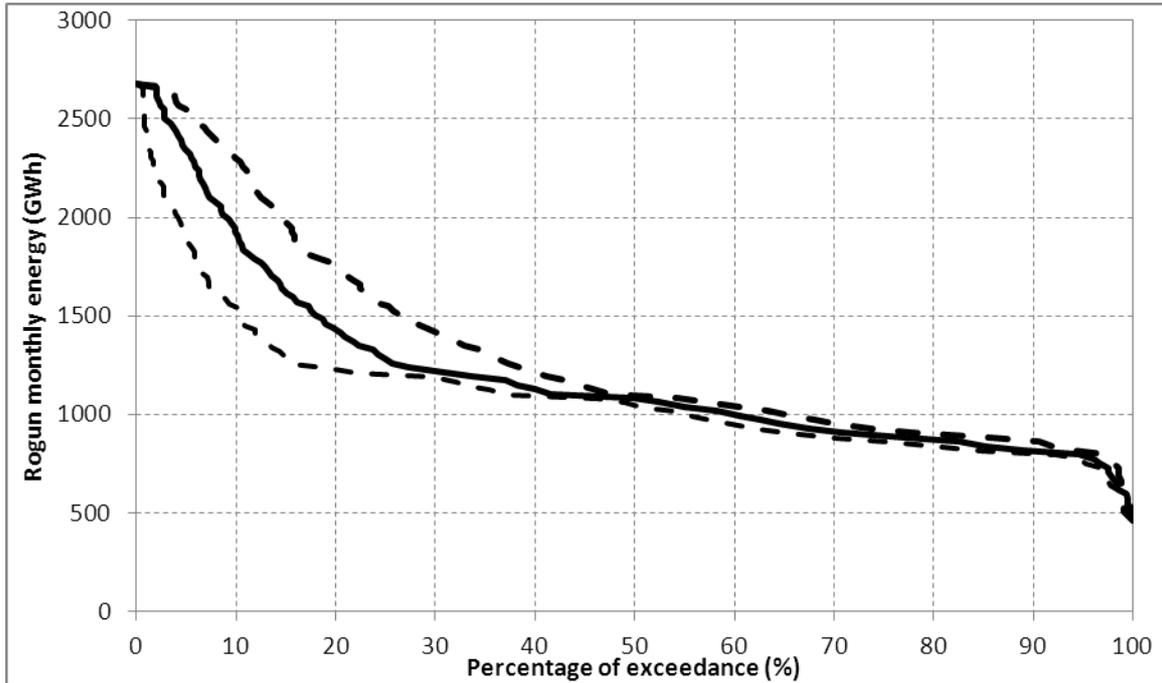


Рисунок 5.19 : Помесечное распределение Рогунской электроэнергии - Сценарий (б-1290)  
 $P_{уст} = 3600$  МВт

Для наименьших установленных мощностей, распределительная кривая такая же, кроме того, что она обрывается на 2370 ГВт/ч (5% обеспеченность) при установленной мощности 3200 МВт и 2070 ГВт/ч (8.5% обеспеченность) при установленной мощности 2800 МВт.

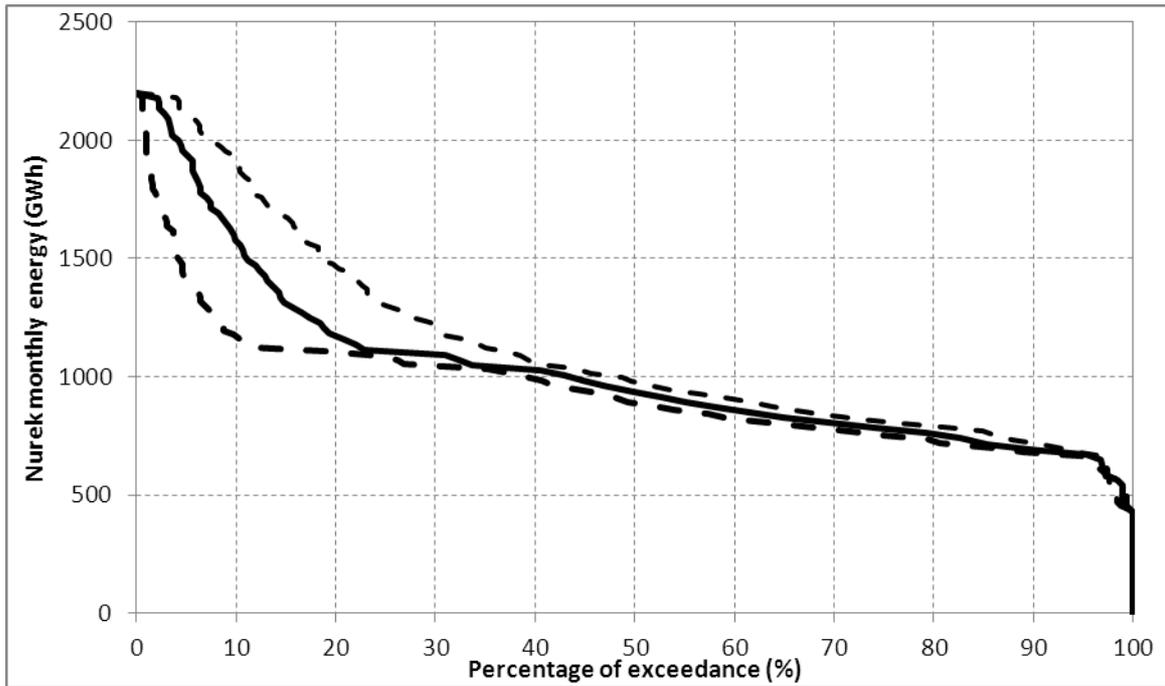


Рисунок 5.20 :Ежемесячное распределение Нурекской электроэнергии - Сценарий (б-1290)  $P_{уст} = 3600$  МВт

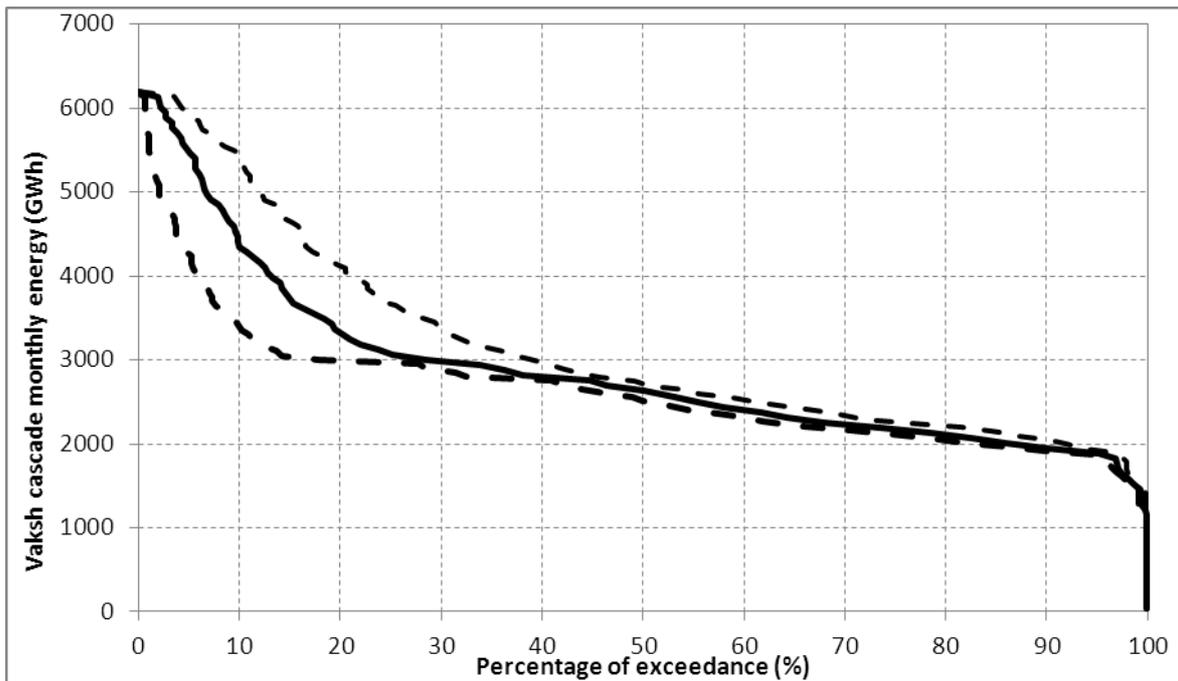


Рисунок 5.21 :Ежемесячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (б-1290)  $P_{уст} = 3600$  МВт

В значении сброса воды, следующая таблица представляет среднегодовой объем сброшенных вод, а также количество лет фактического сброса.

	$P_{уст}=3600$ МВт	$P_{уст}=3200$ МВт	$P_{уст}=2800$ МВт
<b>Рогун</b>	61 гм <sup>3</sup> (17)	213 гм <sup>3</sup> (30)	518 гм <sup>3</sup> (46)
<b>Нурек</b>	90 гм <sup>3</sup> (17)	90 м <sup>3</sup> (17)	90 м <sup>3</sup> (17)

Таблица 5.4: Среднегодовой объем сбросов воды - НПУ=1290 м (б)

Во всех случаях, сбросы воды ограничены по сравнению с годовыми притоками (20 км<sup>3</sup>).

Приток в низовье реки Вахш во время всего периода моделирования представлен на рис. 5.22. Распределение притока представлено на рис. 5.23. Летние «пики», как ожидалось, такие же, как в сценарии (б) «без Рогуна»: водозаборы, такие же. Систематическое сравнение низового расхода представлено в § 5.5.2 среди других сценариев и вариантов.

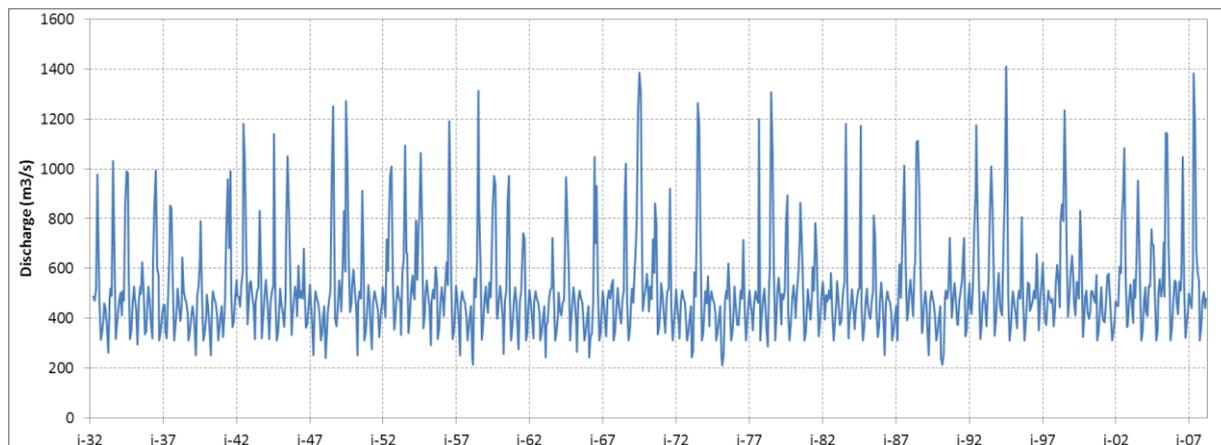


Рисунок 5.22 : Сценарий (б-1290) – Приток ниже каскада

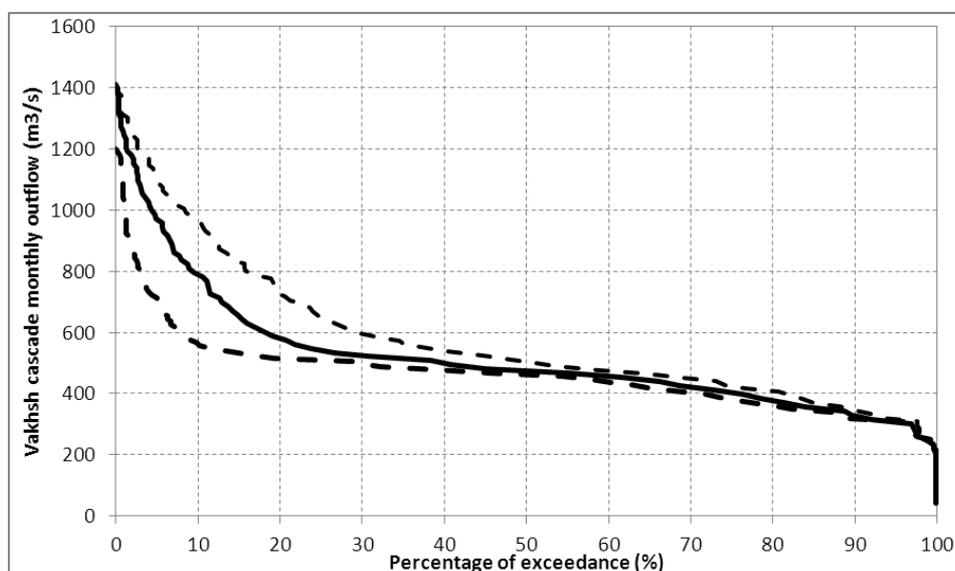


Рисунок 5.23 : Сценарий (б-1290) – Распределение притока ниже каскада

### 5.2.3 НПУ = 1255 м.н.у.м.

Ниже представлены результаты базового сценария (б). Подробные результаты представлены для установленной мощности в 3200 МВт. Для двух остальных установленных мощностей представлены результаты только по электроэнергии.

Первое, соотношение регулирования 1 означает, что все регулирование происходит в Рогуне. Средний уровень воды в Рогуне и Нуреке, в середине каждого месяца, представлен на следующей диаграмме.

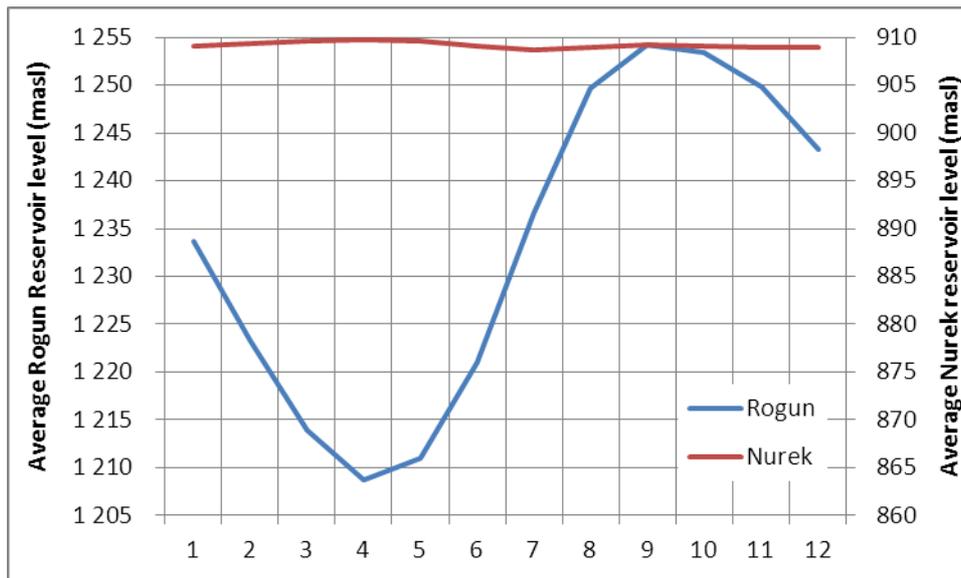


Рисунок 5.24 : Сценарий (б-1255) – Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке

Можно заметить, что наименьший уровень Рогун равен 1208 м.н.у.м и приходится на апрель, в то время как уровень водохранилища Нурека довольно ровный. Нурекское водохранилище будет использоваться для регулирования только в засушливые годы, чтобы завершить регулирование, производимое Рогуном.

Рогун + Нурек 95% обеспеченность электроэнергии в зимний период (EW-95%) равна 1341 ГВт/ч в месяц.  $E_{W-95\%}$  всего каскада равно 1794 ГВт/ч в месяц, Гарантированная выработка всего каскада составляет 21 240 ГВт/ч. Это относится к трем исследованным установленным мощностям.

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогуном, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 3200 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 12\,391 \pm 1\,501 \text{ € } [9\,462; 16\,402] \text{ ГВт}\cdot\text{ч}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,297 \pm 1\,457 \text{ € } [9\,730; 16\,249] \text{ ГВт}\cdot\text{ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 32\,480 \pm 3\,841 \text{ € } [25\,763; 42\,848] \text{ ГВт}\cdot\text{ч}$$

(где  $E$  = среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимум; максимум])

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогуном, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 2800 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 12\,295 \pm 1\,401 \text{ € [9\,462; 15\,675] ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,297 \pm 1\,457 \text{ € [9\,730; 16\,249] ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 32\,384 \pm 3\,739 \text{ € [25\,700; 42\,121] ГВт-ч}$$

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогуном, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 2400 МВт:

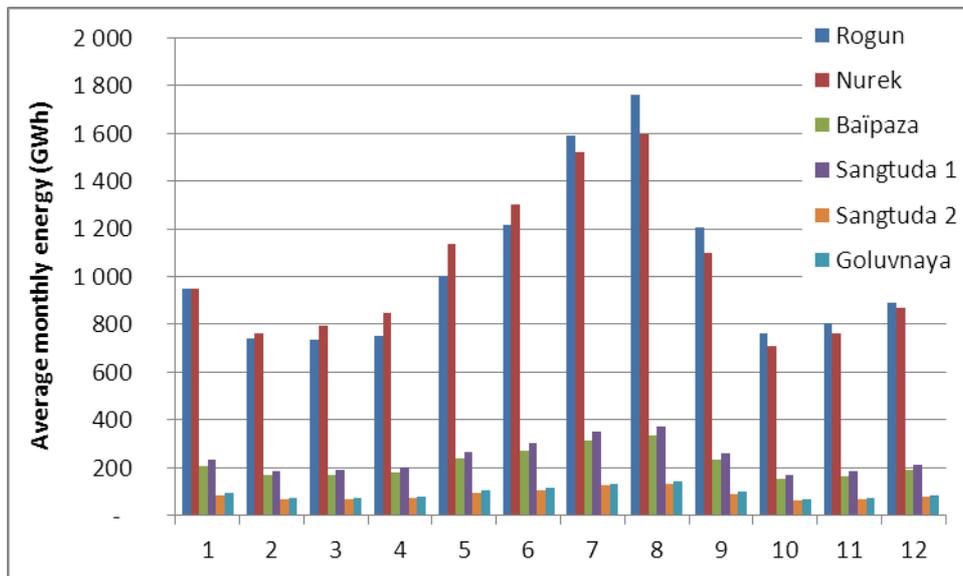
$$E_{\text{Рогун}} = 12\,072 \pm 1\,229 \text{ € [9\,462; 14\,997] ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,297 \pm 1\,457 \text{ € [9\,730; 16\,249] ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 32\,161 \pm 3\,558 \text{ € [25\,402; 41\,237] ГВт-ч}$$

Выработка Нурека остается той же, независимо от установленной мощности Рогуна и также идентично предыдущему варианту. Конечно, эксплуатация Рогуна такая же и пропуск воды Рогуном такой же.

Здесь, увеличение установленной мощности с 2400 до 3200 МВт увеличивает среднюю выработку электроэнергии на 2.6%.



**Рисунок 5.25 :Среднемесячная выработка каскада в течение года  
Сценарий (6-1255)  $P_{\text{уст}} = 3200 \text{ МВт}$**

Распределение ежемесячной электроэнергии представлено на следующем рисунке (2 пунктирные линии обозначают многоводные и засушливые года). Следует отметить, что разница между влажной и сухой год ограничивается самой высокой электроэнергией, то есть летним месяцем, где изменчивость расхода имеет значение. Зимой разница очень ограничена.

Для наименьшей установленной мощности Рогуна, кривая идентичная, но обрывается на 2067 ГВт-ч (5% обеспеченность) при установленной мощности 2800 МВт и обрывается на 1780 ГВт-ч (9% обеспеченность) для установленной мощности 2600 МВт.

Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже:

(ГВт-ч)	Многоводные года	Маловодные года
Среднегодовая электроэнергия (Pi=3200 МВт)	35 722	29 810
Среднегодовая электроэнергия (Pi=2800 МВт)	35 551	29 779
Среднегодовая электроэнергия (Pi=2400 МВт)	35 163	29 703

Таблица 5.5: Выработка каскадом электроэнергии во время многоводных или маловодных лет - (b-1255)

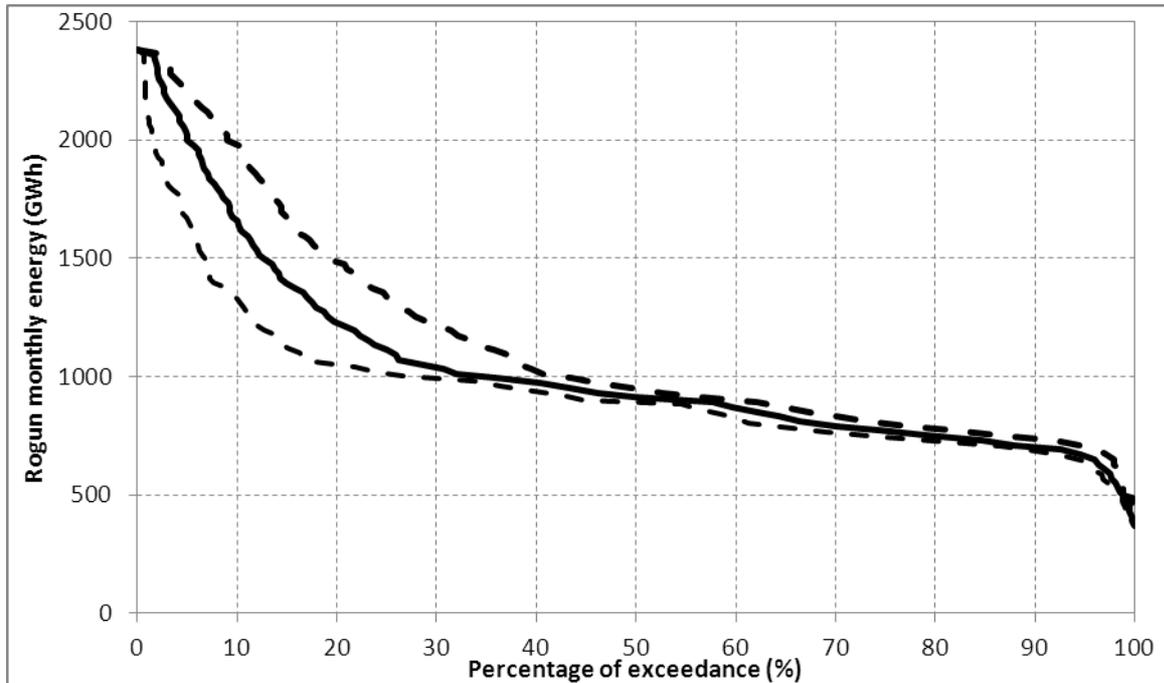


Рисунок 5.26 : Ежемесячное распределение электроэнергии Рогунского каскада - Сценарий (b-1255)  $P_{уст} = 3200$  МВт

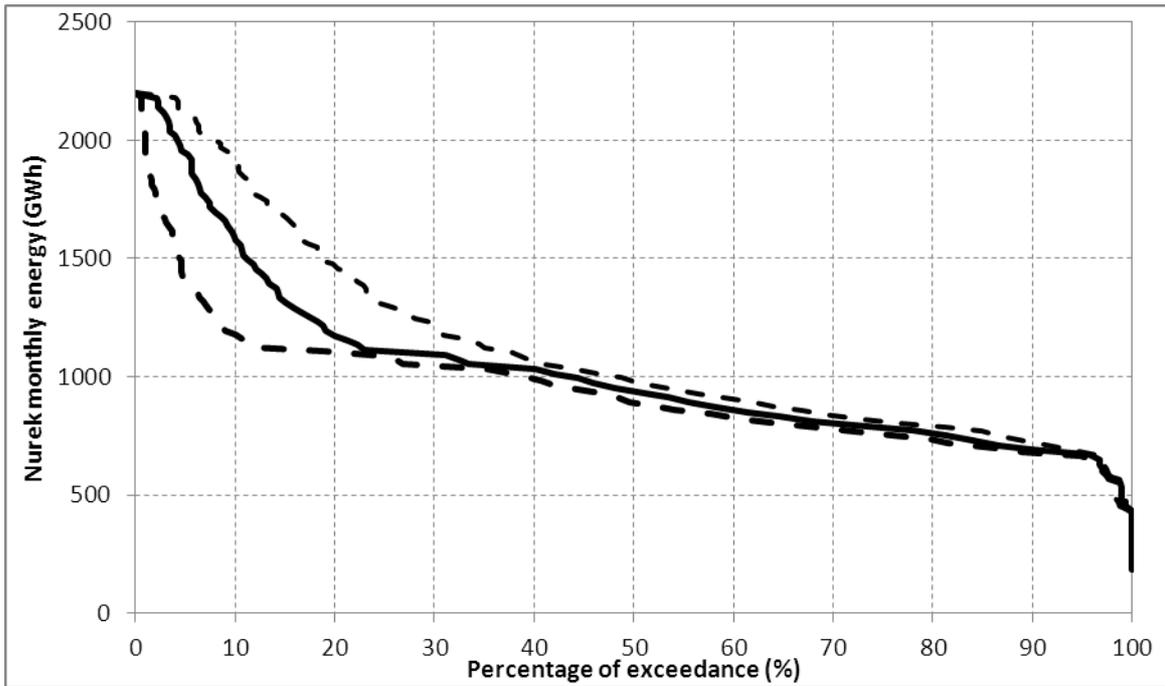


Рисунок 5.27 : Ежемесячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (б-1255)  $P_{уст} = 3200$  МВт

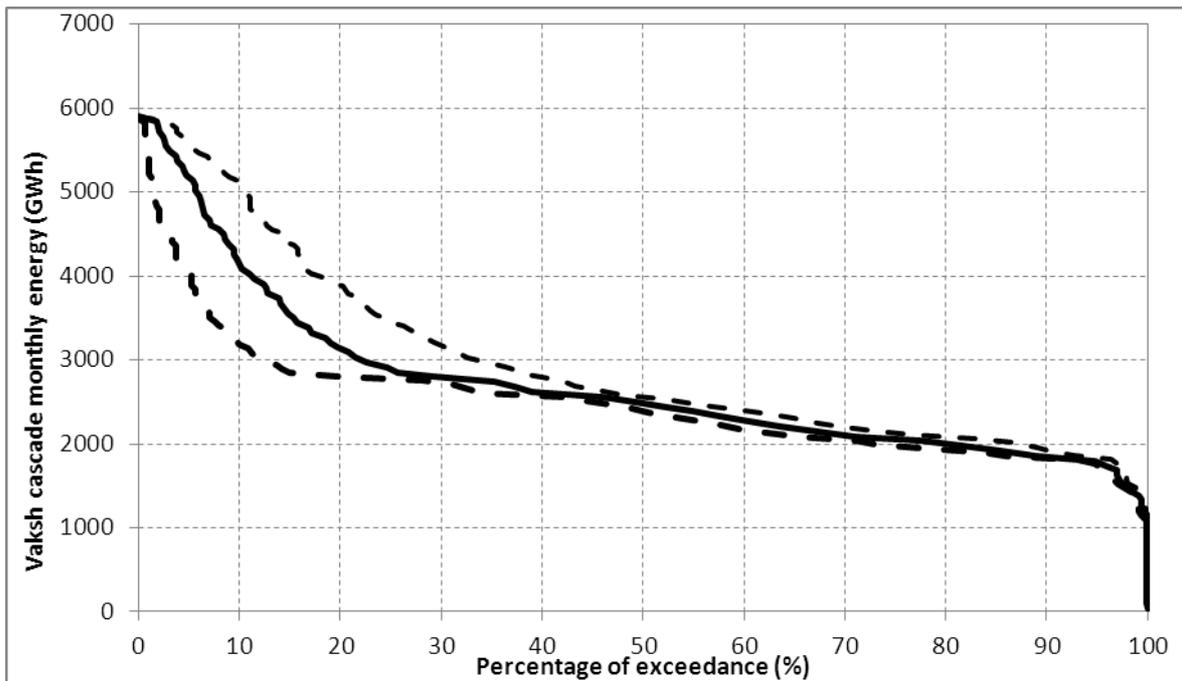


Рисунок 5.28 : Ежемесячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (б-1255)  $P_{уст} = 3200$  МВт

В значении сброса воды, следующая таблица представляет среднегодовой объем сброшенных вод, а также количество летних сезонов фактического сброса, найденного путем моделирования.

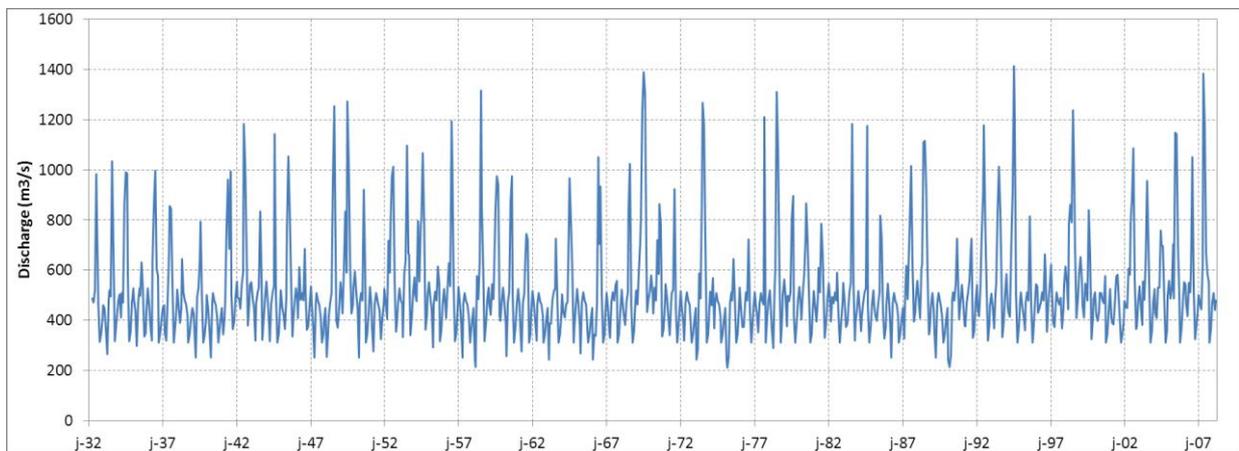
	$P_{уст}=3200 \text{ MW}$	$P_{уст}=2800 \text{ MW}$	$P_{уст}=2400 \text{ MW}$
<b>Рогун</b>	40 гм <sup>3</sup> (11)	193 гм <sup>3</sup> (30)	547 гм <sup>3</sup> (46)
<b>Нурек</b>	92 гм <sup>3</sup> (17)	92 гм <sup>3</sup> (17)	92 гм <sup>3</sup> (17)

**Таблица 5.6: Среднегодовой объем сброшенной воды - НПУ=1255 мнм (б)**

Во всех случаях, сбросы воды ограничены по сравнению с годовыми притоками (20 км<sup>3</sup>).

Приток в низовье реки Вахш во время всего периода моделирования представлен на рис. 5.29. Распределение притока представлено на рис. 5.30. Летние «пики», как ожидалось, такие же, как в сценарии (б) «без Рогуна»: водозаборы, такие же. Систематическое сравнение низовых расходов представлено в § 5.5.2, среди других сценариев и вариантов.

Расход в низовьях реки Вахш такой же, что и при предыдущем варианте.



**Рисунок 5.29 : Сценарий (б-1255) –Расход в нижней части каскада**

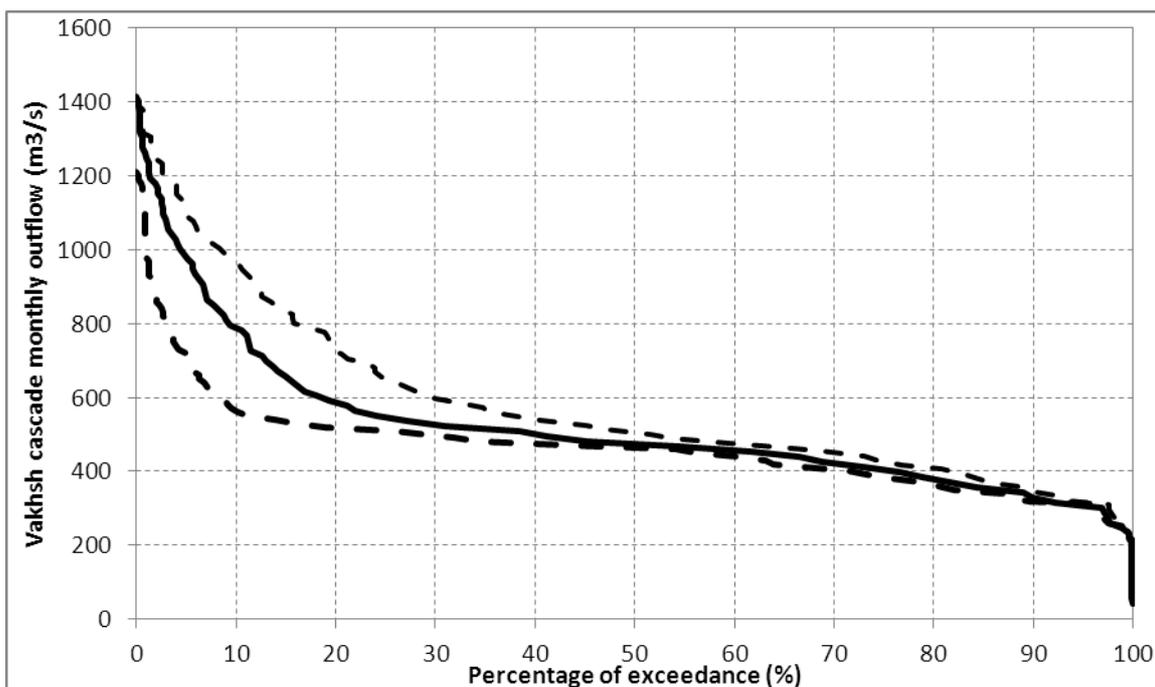


Рисунок 5.30 :Сценарий (б-1255) – Распределение расхода в нижней части каскада

#### 5.2.4 НПУ =1220 м.н.у.м.

Ниже представлены результаты базового сценария (б). Подробные результаты представлены для установленной мощности в 2800 МВт. Для двух остальных установленных мощностей представлены результаты только по электроэнергии.

Первое, соотношение регулирования 0.95 означает, что основная часть регулирования происходит в Рогуне. Средний уровень воды в Рогуне и Нуреке, в середине каждого месяца, представлен на следующей диаграмме.

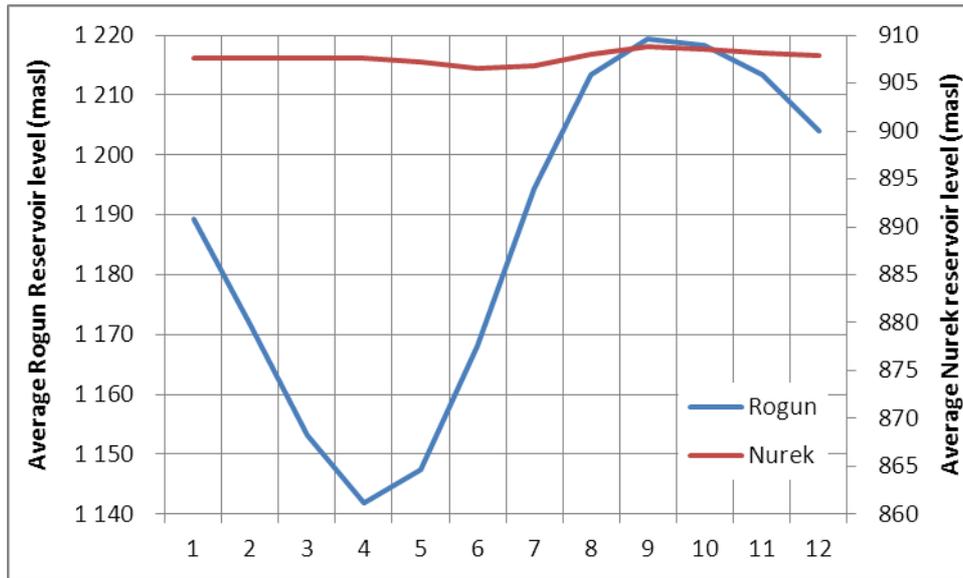


Рисунок 5.31 :Сценарий (б-1220) – Средний уровень водохранилищ Рогуна и Нурека

Можно заметить, что наименьший уровень Рогуна равен 1140 м и приходится на апрель, в то время как уровень водохранилища Нурека довольно ровный.

Рогун + Нурек 95% обеспеченность электроэнергии в зимний период ( $EW_{-95\%}$ ) равна 1200 ГВт-ч в месяц,  $EW_{-95\%}$  всего каскада равно 1662 ГВт-ч в месяц. Гарантированная выработка всего каскада составляет 19 560 ГВт-ч. Это относится к трем исследованным установленным мощностям.

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогун, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 2800 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 10\,121 \pm 1\,250 \text{ € } [7\,207; 13\,400] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,260 \pm 1\,483 \text{ € } [9\,703; 16\,220] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 30\,155 \pm 3\,600 \text{ € } [23\,541; 39\,804] \text{ ГВт-ч}$$

(где  $E$ =среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимум; максимум])

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогун, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 2400 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 10\,037 \pm 1\,165 \text{ € } [7\,207; 12\,804] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,260 \pm 1\,483 \text{ € } [9\,703; 16\,220] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 30\,072 \pm 3\,515 \text{ € } [23\,541; 39\,209] \text{ ГВт-ч}$$

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогун, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 2000 МВт:

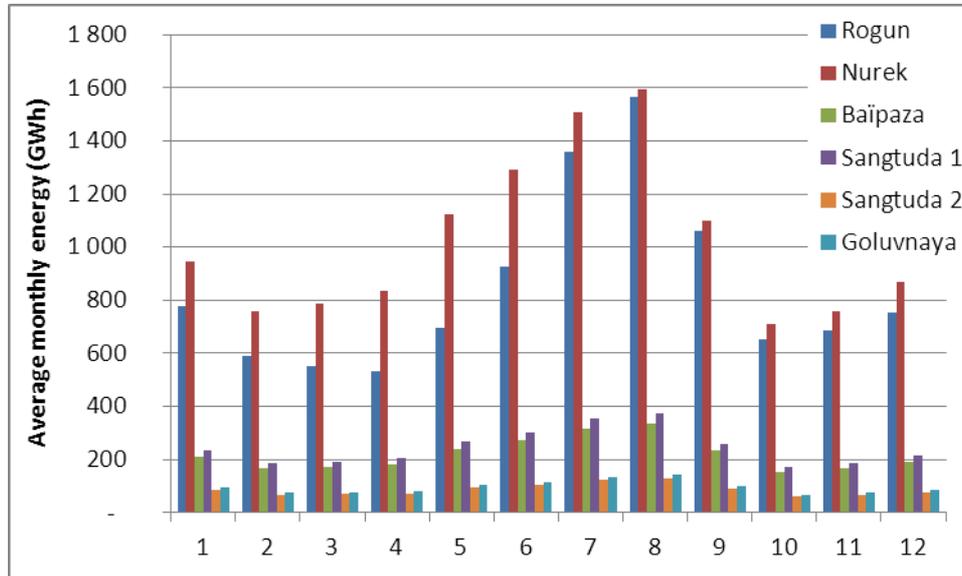
$$E_{\text{Рогун}} = 9\,800 \pm 1\,009 \text{ € } [7\,207; 12\,067] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,260 \pm 1\,483 \text{ € } [9\,703; 16\,220] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 29\,834 \pm 3\,351 \text{ € } [23\,541; 38\,400] \text{ ГВт-ч}$$

Выработка Нурека остается той же, независимо от установленной мощности Рогуна и также идентично предыдущему варианту. С другой стороны, выработка Нурека немного отличается от предыдущего варианта, так как эксплуатация Рогуна также немного другая.

Здесь, увеличение установленной мощности с 2000 до 2800 МВт увеличивает среднюю выработку электроэнергии на 3.2%.



**Рисунок 5.32 :Среднемесячная выработка каскада в течении года  
Сценарий (б-1255)  $P_{уст} = 2800$  МВт**

Распределение ежемесячной электроэнергии представлено на следующем рисунке (2 пунктирные линии обозначают многоводные и засушливые года).

Следует отметить, что разница между влажной и сухой год ограничивается самой высокой электроэнергией, то есть летним месяцем, где изменчивость расхода имеет значение. Зимой разница очень ограничена.

Для наименьшей установленной мощности Рогуна, кривая идентичная, но обрывается на 1770 ГВт-ч (5% обеспеченность) при установленной мощности 2400 МВт и обрывается на 1480 ГВт-ч (9% обеспеченность) для установленной мощности 2000 МВт.

Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже:

(ГВт-ч)	Многоводные года	Маловодные года
Среднегодовая электроэнергия ( $P_i=2800$ МВт)	33 200	28 667
Среднегодовая электроэнергия ( $P_i=2400$ МВт)	33 056	28 584
Среднегодовая электроэнергия ( $P_i=2000$ МВт)	32 675	27 503

**Таблица 5.7: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (б-1220)**

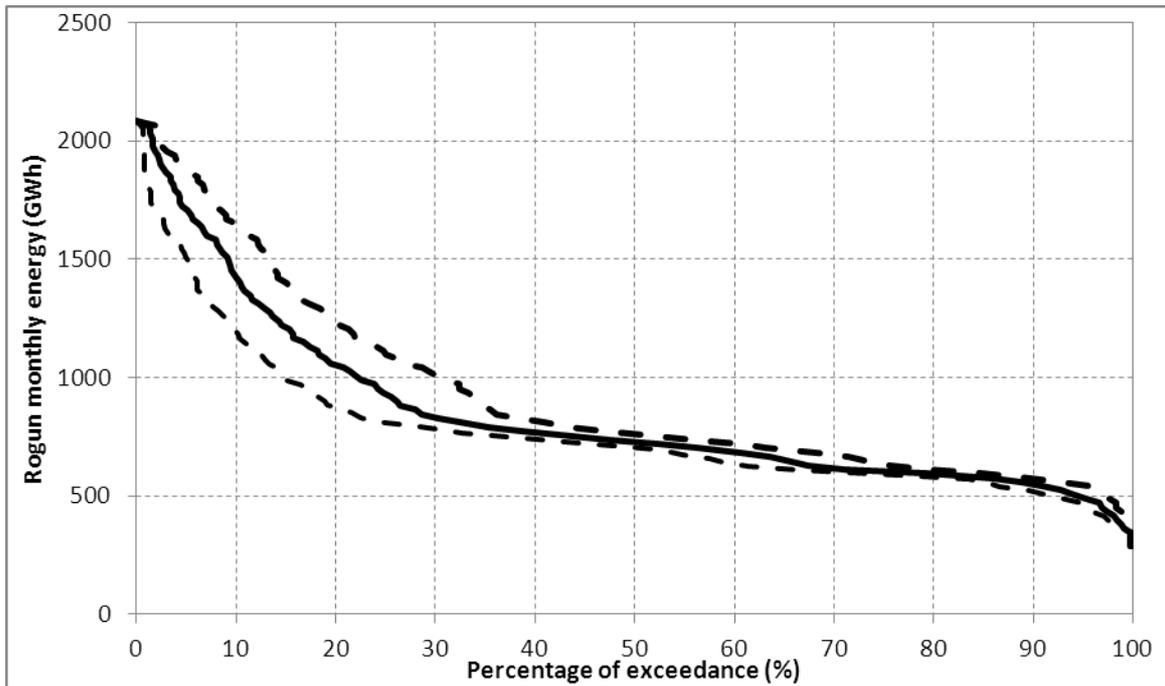


Рисунок 5.33 :Ежемесячное распределение электроэнергии Рогуна - Сценарий (б-1220)  $P_{уст} = 2800$  МВт

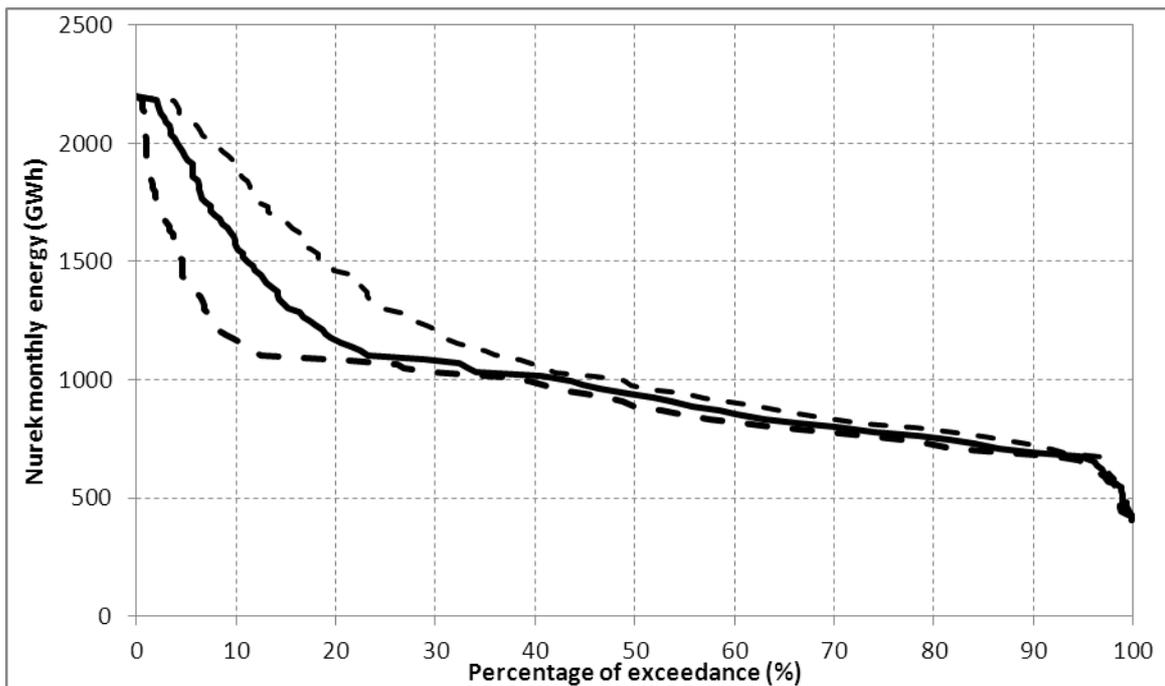


Рисунок 5.34 :Ежемесячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (б-1220)  $P_{уст} = 2800$  МВт

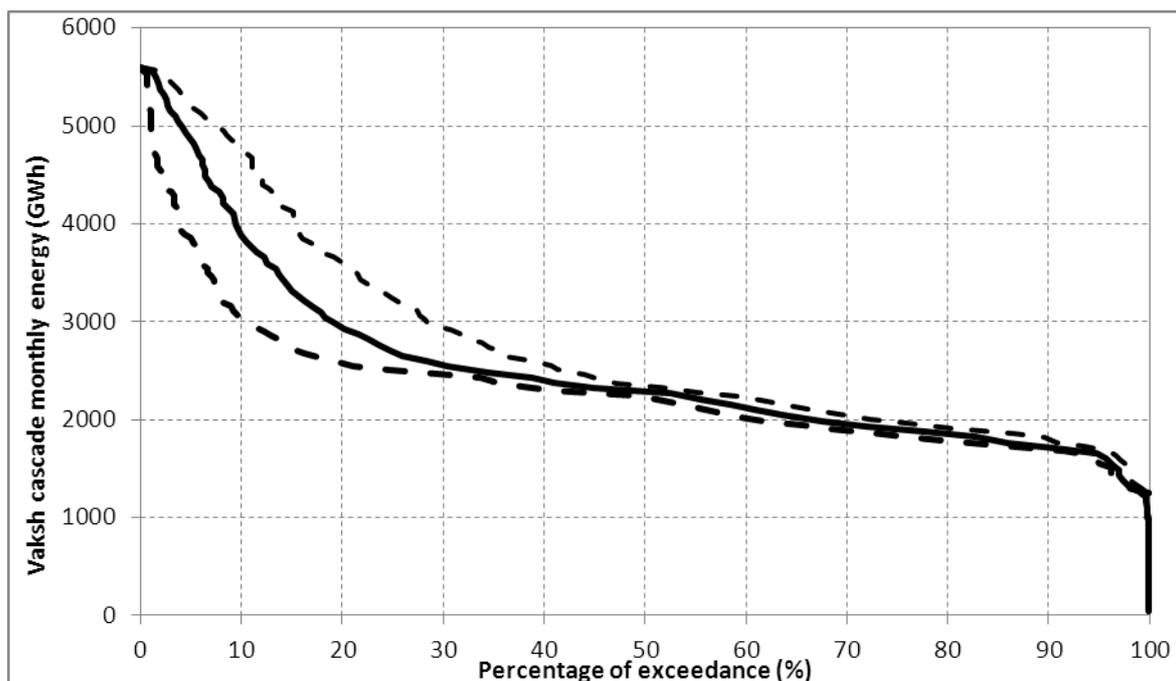


Рисунок 5.35 :Ежемесячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (б-1220)  $P_{уст} = 2800$  МВт

В значении сброса воды, следующая таблица представляет среднегодовой объем сброшенных вод, а также количество летних сезонов фактического сброса, найденного моделированием.

	$P_{уст}=2800$ МВт	$P_{уст}=2400$ МВт	$P_{уст}=2000$ МВт
Рогун	21 гм <sup>3</sup> (9)	178 гм <sup>3</sup> (32)	627 гм <sup>3</sup> (56)
Нурек	89 гм <sup>3</sup> (17)	89 гм <sup>3</sup> (17)	89 гм <sup>3</sup> (17)

Таблица 5.8: Среднегодовой объем сбросов воды - НПУ=1220мнум (б)

Во всех случаях, сбросы воды ограничены по сравнению с годовыми притоками (20 км<sup>3</sup>).

Приток в низовье реки Вахш во время всего периода моделирования представлен на рис. 5.36. Распределение притока представлено на рис. 5.37. Летние «пики», как ожидалось, такие же, как в сценарии (б) «без Рогуна»: водозаборы, такие же. Систематическое сравнение низовых расходов представлено в § 5.5.2 среди других сценариев и альтернатив.

Приток в низовьях реки Вахш такой же, что и при предыдущем сценарии.

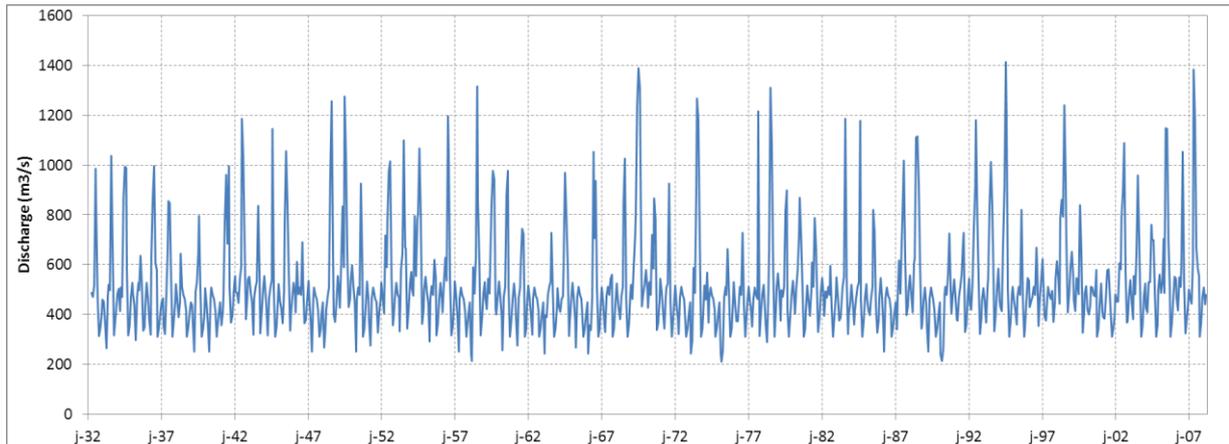


Рисунок 5.36 :Сценарий (б-1220) – Приток в низовьях каскада

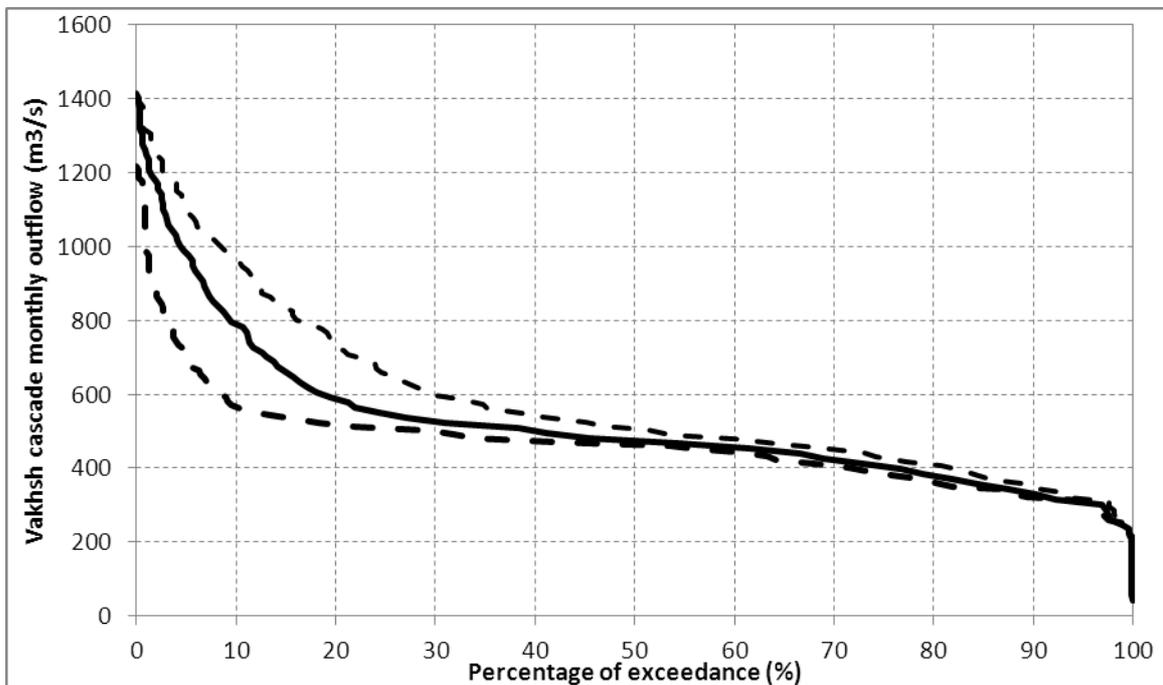


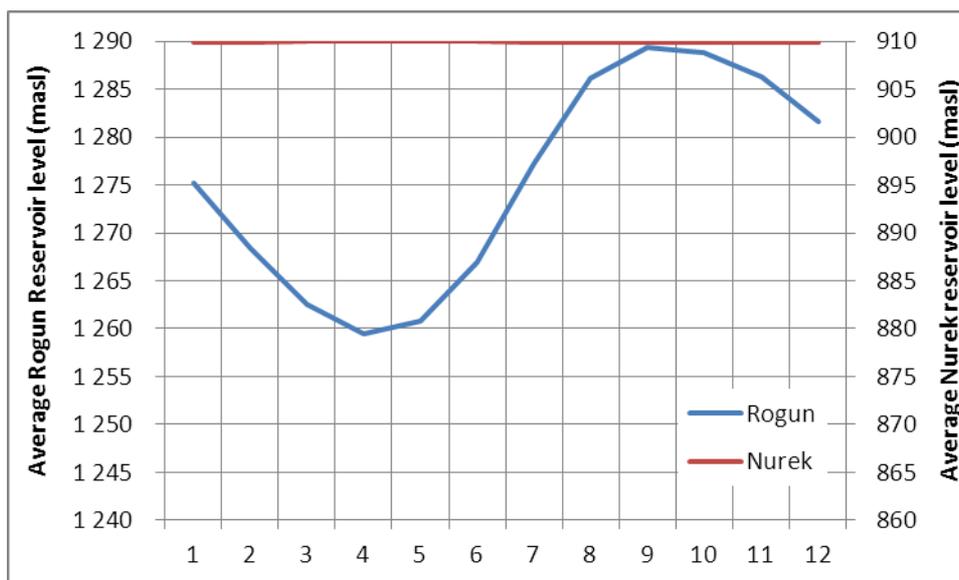
Рисунок 5.37 :Сценарий (б-1220) – Распределение расхода в низовьях каскада

### 5.3 Текущее состояние, экстраполированное с Рогуном (а)

#### 5.3.1 НПУ =1290 м.н.у.м.

Ниже представлены результаты сценария «текущее состояние, экстраполированное» (а). Этот сценарий вычисляется только для самой высокой исследованной установленной мощности, 3600 МВт.

Что касается сценария (б), соотношение регулирования равно 1. Это означает, что все регулирование происходит в Рогуне. Средний уровень воды в Рогуне и Нуреке, в середине каждого месяца, представлен на следующей диаграмме.



**Рисунок 5.38 : Сценарий (а-1290) - Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке**

Можно заметить, что самый низкий уровень Рогунского водохранилища равен 1259 м согласно сценарию (б), в то время как уровень Нурекского водохранилища очень ровный, даже более ровный, чем в предыдущем сценарии, так как доступно больше воды.

Рогун+Нурек 95 % обеспеченность электроэнергией в зимний период ( $EW_{-95\%}$ ) равно 1473 ГВт-ч в месяц.  $EW_{-95\%}$  всего каскада равно 1930 ГВт-ч в месяц, Гарантированная выработка всего каскада составляет 22 782 ГВт-ч.

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогуном, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 3600 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 14\,398 \pm 1\,718 \text{ € } [11\,265; 18\,989] \text{ ГВт-ч}$$

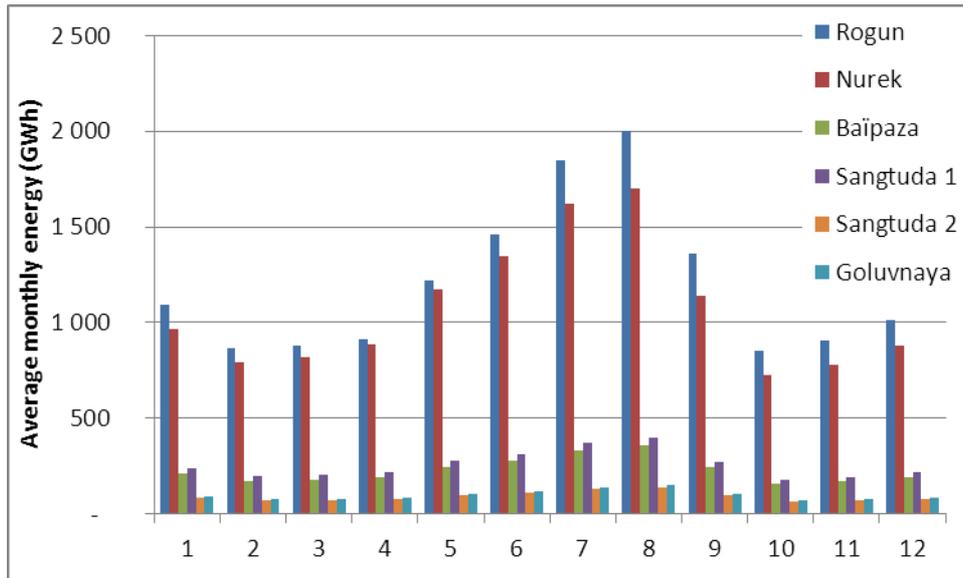
$$E_{\text{Нурек}} = 12\,807 \pm 1\,454 \text{ € } [10\,159; 16\,469] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 35\,314 \pm 4\,078 \text{ € } [28\,006; 45\,837] \text{ ГВт-ч}$$

(где  $E$  = среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимум; максимум])

Выработка Рогунского водохранилища такая же, что и в сценарии (б), естественно выше по течению от Рогунского водохранилища нет водозаборов, поэтому между сценариями (а) и (б) нет разницы в использовании воды. Разница появляется в Нуреке и в низовьях, где водозаборы меньше в сценарии (а), поэтому выработка электроэнергии немного больше.

На всем каскаде, выработка в сценарии (а) на 2.5% больше, чем в сценарии (б).



**Рисунок 5.39 :Среднемесячная выработка каскада в течении года  
Сценарий (а-1290)  $P_{уст} = 3600$  МВт**

Распределение ежемесячной электроэнергии представлено на следующем рисунке (2 пунктирные линии обозначают многоводные и засушливые годы).

Следует отметить, что разница между влажной и сухой год ограничивается самой высокой электроэнергией, то есть летним месяцем, где изменчивость расхода имеет значение. Зимой разница очень ограничена.

Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже:

(ГВт-ч)	Многоводные года	Маловодные года
Среднегодовая электроэнергия ( $P_i=3600$ МВт)	38 700	32 225

**Таблица 5.9: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (а-1290)**

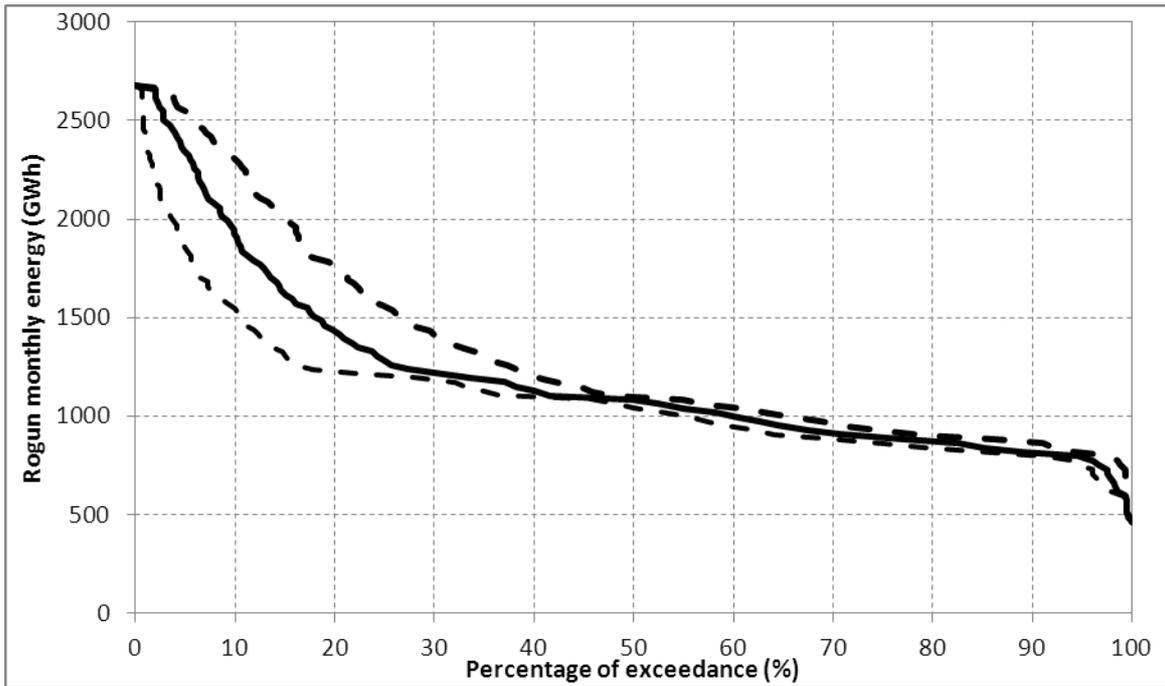


Рисунок 5.40: Месячное распределение электроэнергии Рогун - Сценарий (а-1290)  $P_{уст} = 3600$  МВт

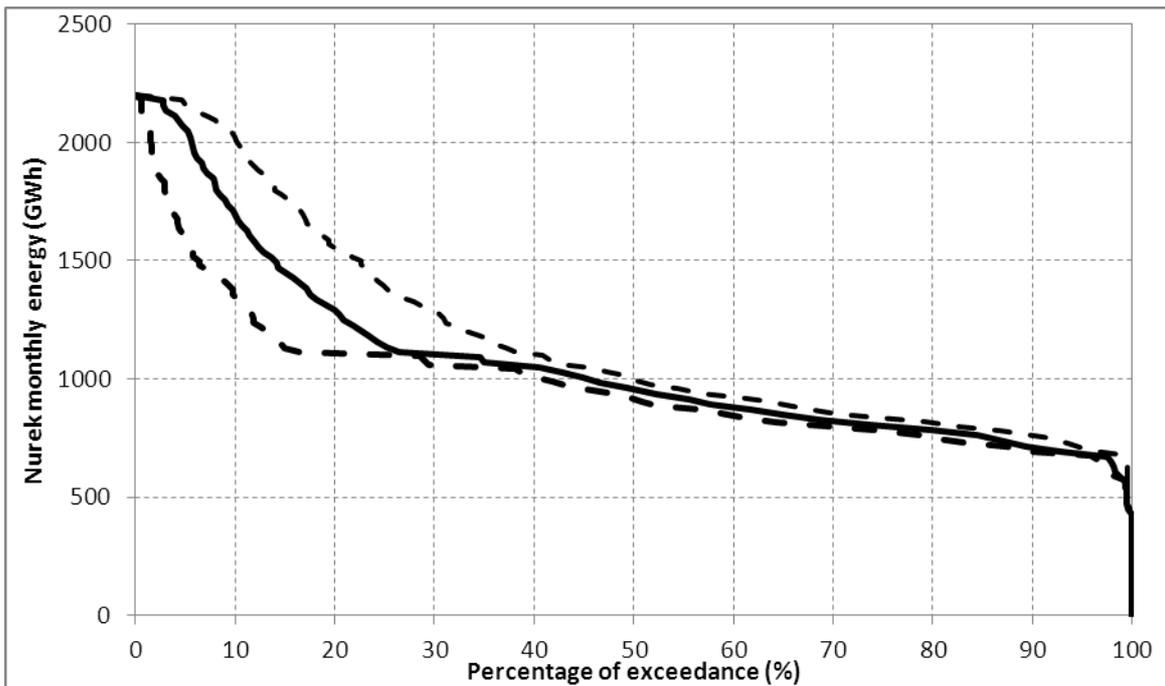
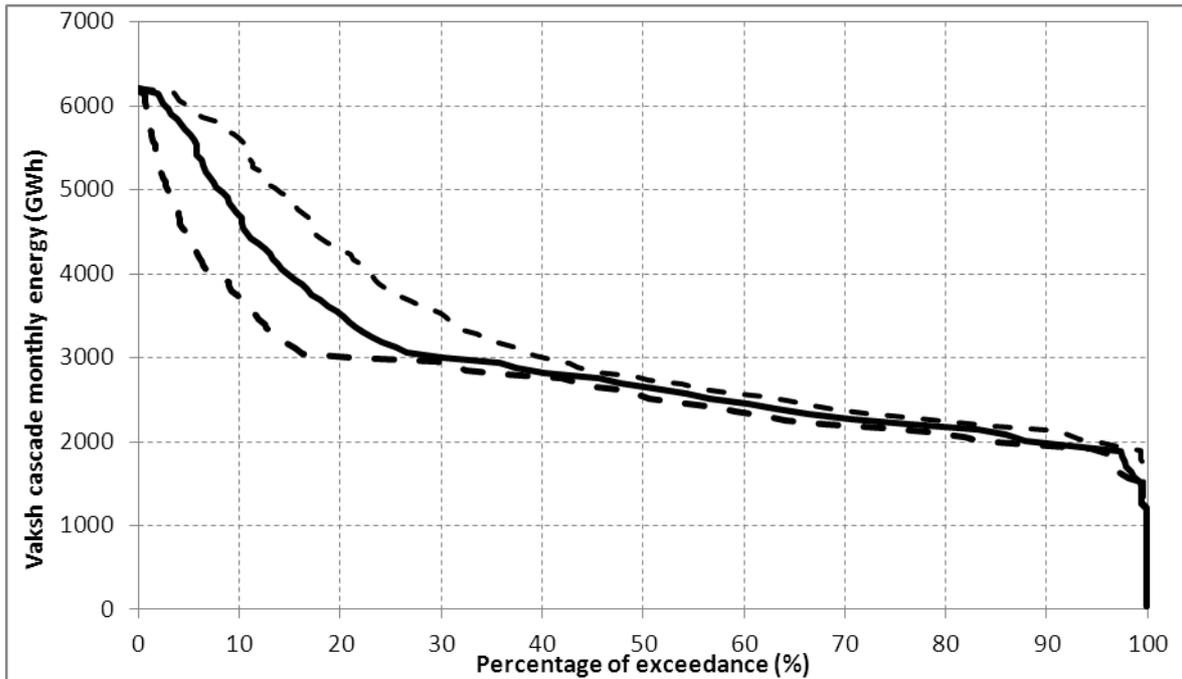


Рисунок 5.41 : Месячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (а-1290)  $P_{уст} = 3600$  МВт



**Рисунок 5.42 : Ежемесячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (а-1290)  $P_{уст} = 3600$  МВт**

При моделировании эпизодов сбросов воды, использовался только для 16 лето из 76 в Рогуне и 21 лето из 76 в Нуреке. За весь период моделирования, среднегодовой объем сбросов воды в Рогуне равен  $61 \text{ км}^3$  и  $142 \text{ км}^3$  в Нуреке.

Приток в низовье реки Вахш на протяжении всего периода моделирования представлен на Рисунке 5.43. Распределение притока представлено на Рисунке 5.44. Летние пики немного выше, чем в сценарии (б), как и ожидалось: отбор воды, рассмотренный в базовом сценарии является будущим отбором Таджикистана, т.е. его выделенного лимита воды, в то время как сценарий (а) представляет текущую ситуацию и меньшие отборы воды. Приток в низовье реки Вахш в сценарии (а) идентичен сценарию «без Рогуна». Систематическое сравнение низовых расходов представлено в § 5.5.2 среди других сценариев и вариантов.

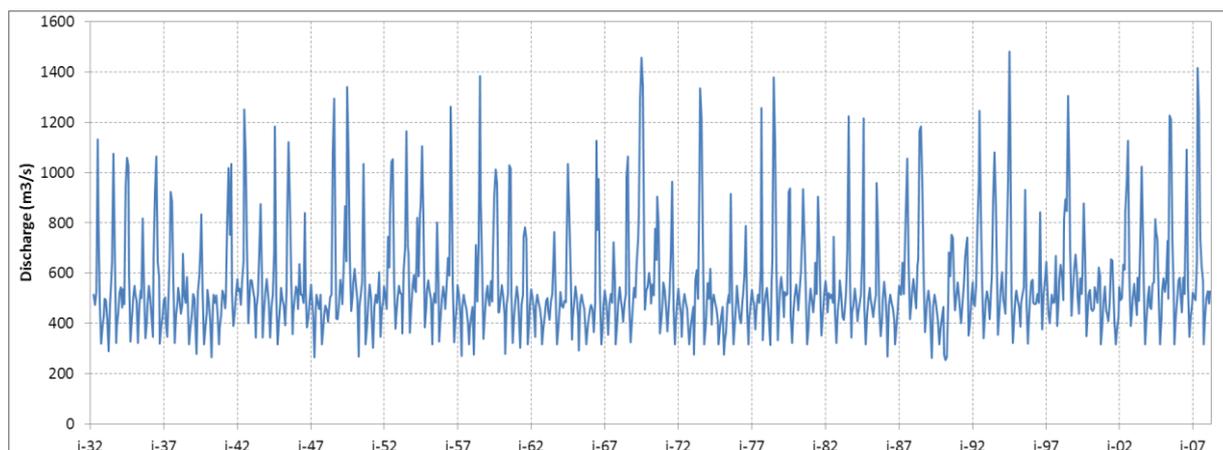


Рисунок 5.43 :Сценарий (а-1290) - Расход в низовьях каскада

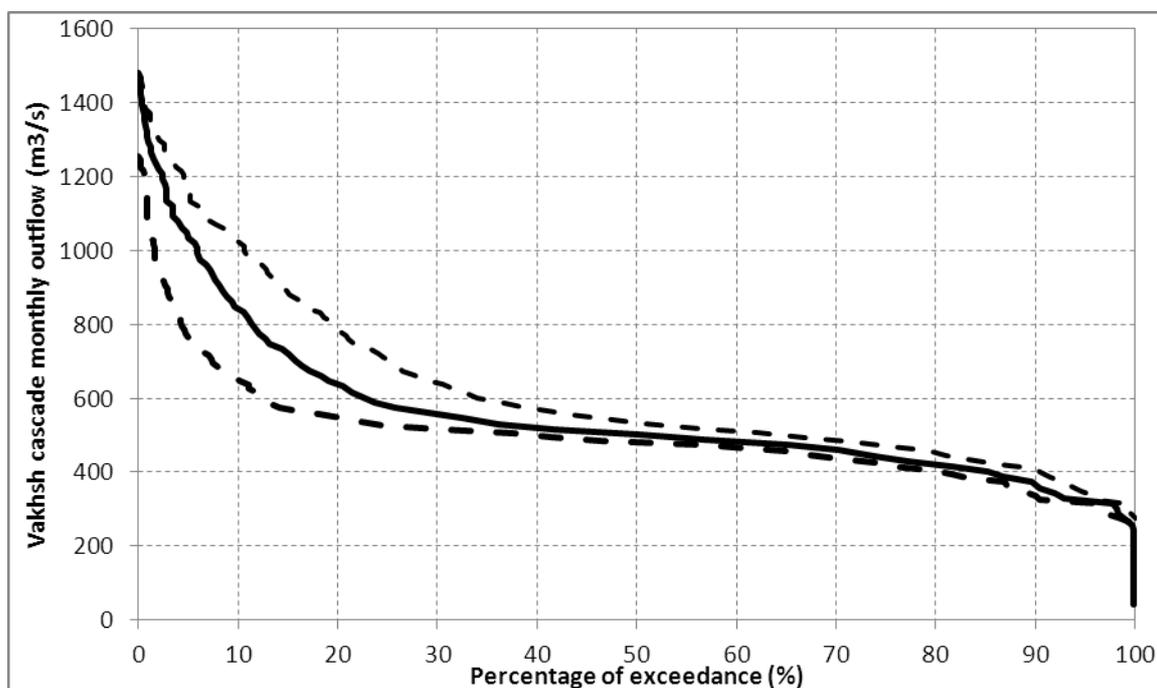


Рисунок 5.44 :Сценарий (а-1290) – Распределение расхода в низовьях каскада

### 5.3.2 НПУ=1255 м.н.у.м.

Ниже представлены результаты сценария «текущее состояние, экстраполированное» (а). Этот сценарий вычисляется только для самой высокой исследованной установленной мощности, 3200 МВт.

Что касается сценария (б), соотношение регулирования равно 1. Это означает, что все регулирование происходит в Рогуне. Средний уровень воды в Рогуне и Нуреке, в середине каждого месяца, представлен на следующей диаграмме.

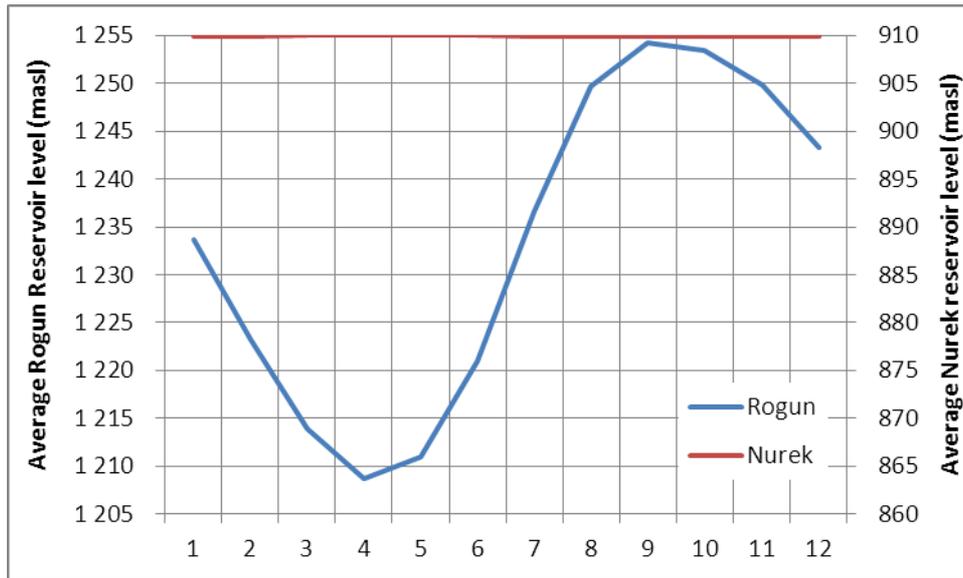


Рисунок 5.45 :Сценария (а-1255) - Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке

Можно заметить, что наименьший уровень Рогун равен 1208 м, как при сценарии (б), в то же время уровень очень ровный и даже ровнее, чем в сценарии (б), так как доступно больше воды.

Рогун+Нуреке 95% обеспеченность электроэнергии в зимний период ( $EW_{-95\%}$ ) равно 1364 ГВт-ч в месяц.  $E_{W-95\%}$  всего каскада равно 1820 ГВт-ч в месяц. Гарантированная выработка всего каскада составляет 21 730 ГВт-ч.

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогун, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 3200 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 12\,391 \pm 1\,501 \text{ € } [9\,462; 16\,402] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Нуреке}} = 12\,834 \pm 1\,456 \text{ € } [10\,170; 16\,487] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 33\,352 \pm 3\,863 \text{ € } [26\,426; 43\,280] \text{ ГВт-ч}$$

(где  $E$  = среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимум; максимум])

Выработка Рогун такая же, что и в сценарии (б), естественно выше по течению от Рогун нет отборов воды, поэтому между сценариями (а) и (б) нет разницы в использовании воды. Разница появляется в Нуреке и в низовьях, где отборы воды меньше в сценарии (а), поэтому выработка электроэнергии немного больше.

На всем каскаде, выработка в сценарии (а) на 2.6% больше, чем в сценарии (б).

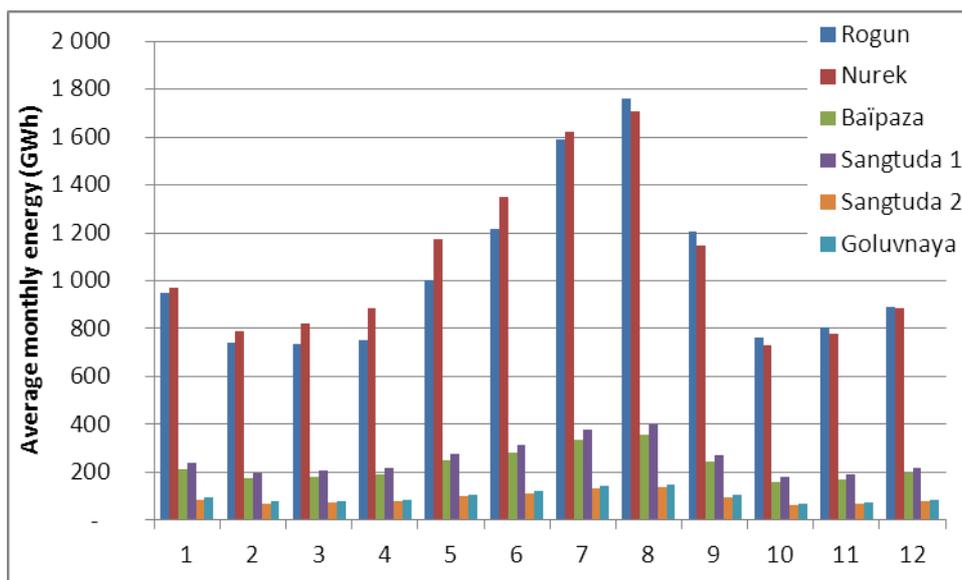


Рисунок 5.46 : Среднемесячная выработка каскада в течении года  
Сценарий (а-1255)  $P_{уст} = 3200$  МВт

Распределение ежемесячной электроэнергии представлено на следующем рисунке (2 пунктирные линии обозначают многоводные и засушливые годы).

Следует отметить, что разница между влажной и сухой год ограничивается самой высокой электроэнергией, то есть летним месяцем, где изменчивость расхода имеет значение. Зимой разница очень ограничена.

Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже:

(ГВт-ч)	Многоводные годы	Маловодные годы
Среднегодовая электроэнергия ( $P_i=3200$ МВт)	36 646	30 642

Таблица 5.10: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (а-1255)

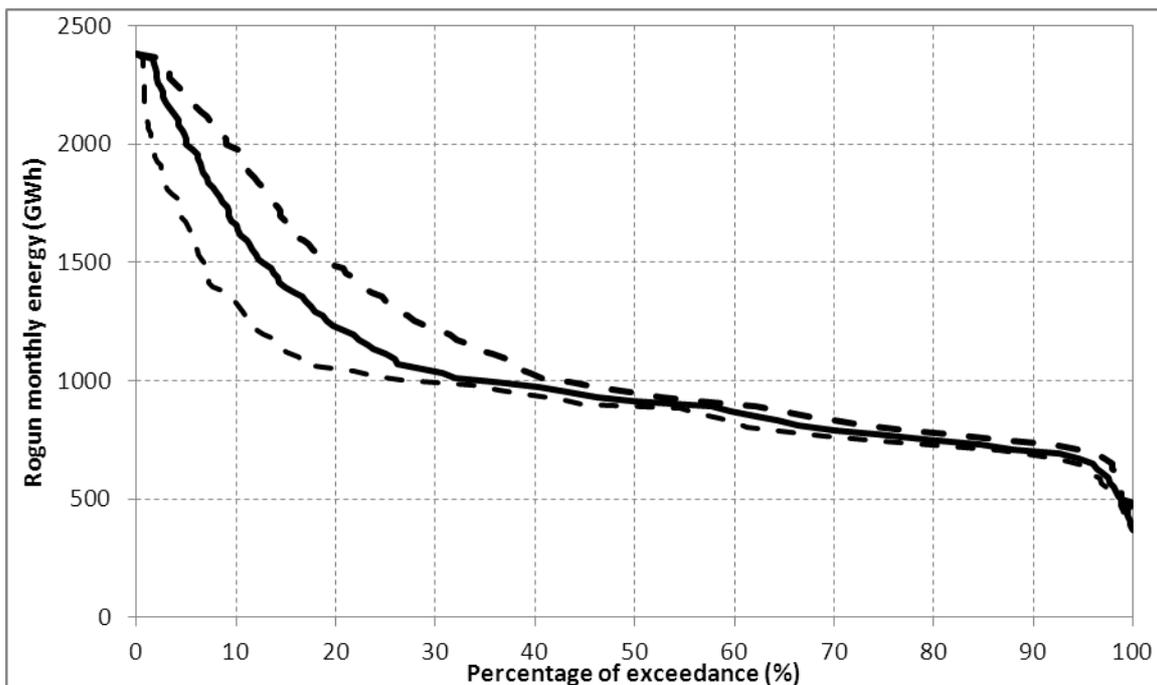


Рисунок 5.47 : Ежемесячное распределение электроэнергии Рогун - Сценарий (а-1255)  
 $P_{уст} = 3200 \text{ МВт}$

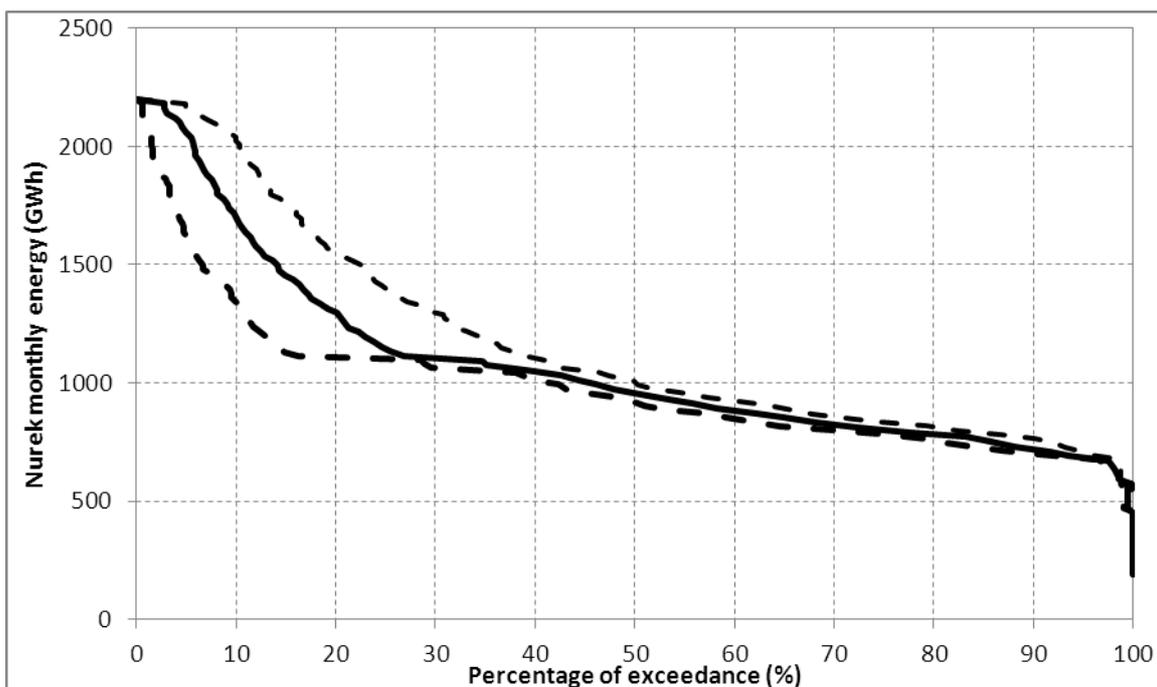
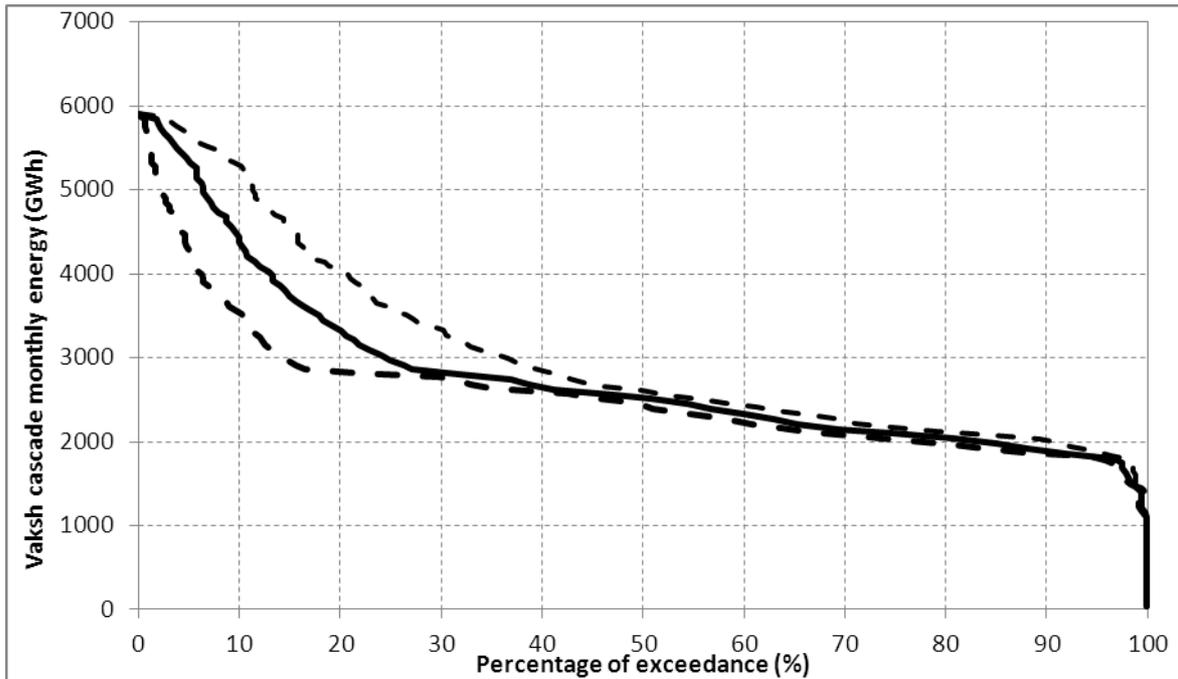


Рисунок 5.48 : Ежемесячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (а-1255)  
 $P_{уст} = 3200 \text{ МВт}$



**Рисунок 5.49 :Месячное распределение электроэнергии Вахшского каскада - Сценарий (а-1255)  $P_{уст} = 3200$  МВт**

При моделировании эпизодов сброса воды, использовался только 11 лето из 76 на Рогуне и 22 лето из 76 в Нуреке. За весь период моделирования, среднегодовой объем сбросов воды в Рогуне равен  $40 \text{ км}^3$  и  $145 \text{ км}^3$  в Нуреке.

Приток в низовье реки Вахш на протяжении всего периода моделирования представлен на Рисунке 5.50. Распределение притока представлено на Рисунке 5.51. Летние пики немного выше, чем в сценарии (б), как и ожидалось: отбор воды, рассмотренный в базовом сценарии, является будущим отбором Таджикистана, т.е. его полного выделенного лимита воды, в то время как сценарий (а) представляет текущую ситуацию и меньшие отборы воды. Приток в низовье реки Вахш в сценарии (а) идентичен сценарию «без Рогуна». Систематическое сравнение низовых расходов представлено в §5.5.2 среди других сценариев и вариантов.

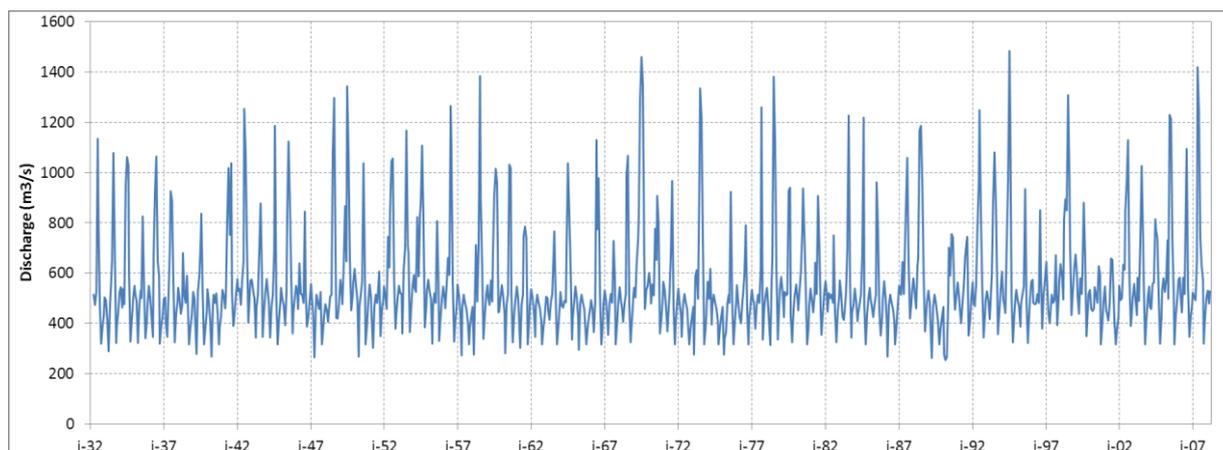


Рисунок 5.50 :Сценарий (а-1255) - Приток в низовьях каскада

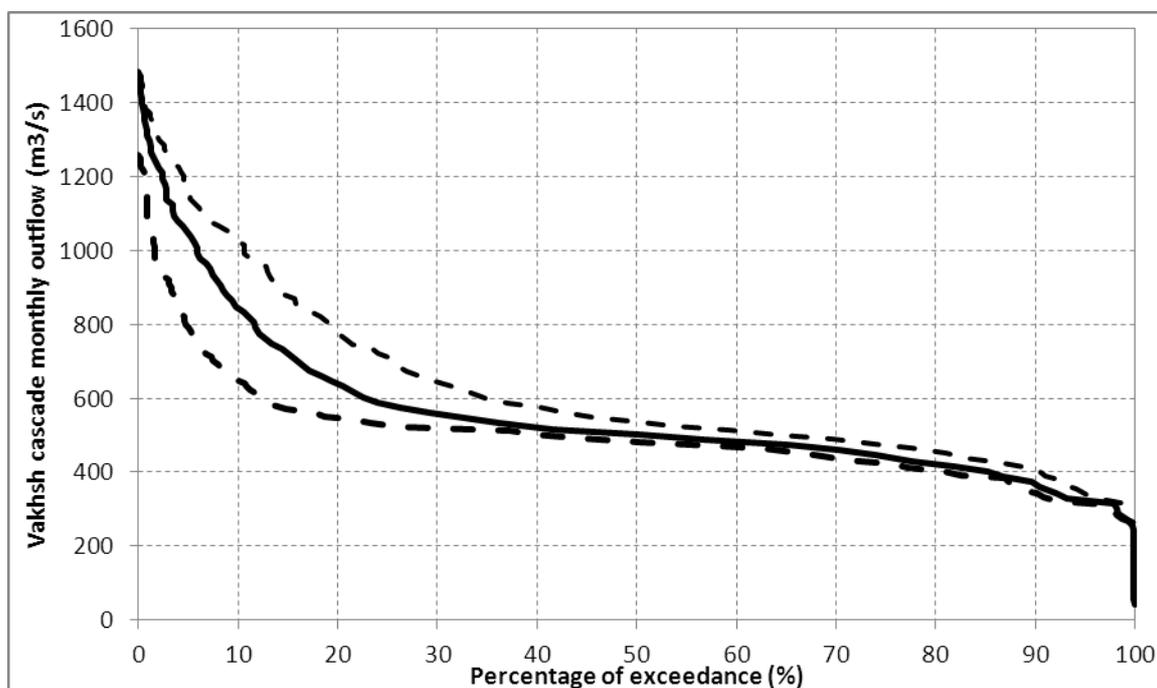


Рисунок 5.51 : Сценарий (а-1255) – Распределение притока в низовьях каскада

### 5.3.3 НПУ =1220 м.н.у.м.

Ниже представлены результаты сценария «текущее состояние, экстраполированное» (а). Этот сценарий вычисляется только для наибольшей исследованной установленной мощности, 2800 МВт.

Что касается сценария (б), соотношение регулирования равно 0,95. Это означает, что все регулирование происходит в Рогуне. Средний уровень воды в Рогуне и Нуреке, в середине каждого месяца, представлен на следующей диаграмме.

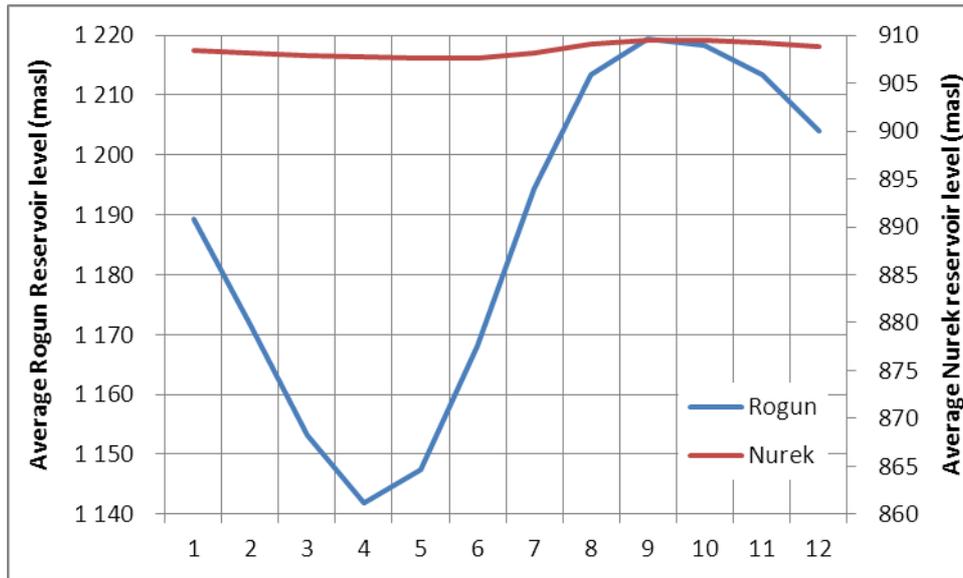


Рисунок 5.52 : Сценарий (а-1220) - Средний уровень водохранилищ в Рогуне и Нуреке

Можно заметить, что наименьший уровень Рогуна равен 1140 мум и приходится на конец апреля, как для сценария (б), в то время как уровень водохранилища Нурека довольно ровный.

Рогун+Нурек 95% обеспеченность электроэнергии в зимний период ( $E_{W-95\%}$ ) равно 1221 ГВт-ч в месяц.  $E_{W-95\%}$  всего каскада равно 1704 ГВт-ч в месяц. Гарантированная выработка всего каскада составляет 20 140 ГВт-ч в год.

Среднегодовая электроэнергия, выработанная Рогуном, Нуреком и всем каскадом при установленной мощности 2800 МВт:

$$E_{\text{Рогун}} = 10\,121 \pm 1\,250 \text{ € } [7\,207; 13\,400] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Нурек}} = 12\,767 \pm 1\,478 \text{ € } [10\,087; 16\,439] \text{ ГВт-ч}$$

$$E_{\text{Каскад}} = 31\,026 \pm 3\,628 \text{ € } [23\,864; 40\,238] \text{ ГВт-ч}$$

(где  $E$  = среднее  $\pm$  стандартное отклонение € [минимум; максимум])

Выработка Рогуна такая же, что и в сценарии (б), естественно выше по течению от Рогуна нет отборов воды, поэтому между сценариями (а) и (б) нет разницы в использовании воды. Разница появляется в Нуреке и в низовьях, где отборы воды меньше в сценарии (а), поэтому выработка немного больше.

На всем каскаде, выработка в сценарии (а) на 2.8 % больше, чем в сценарии (б).

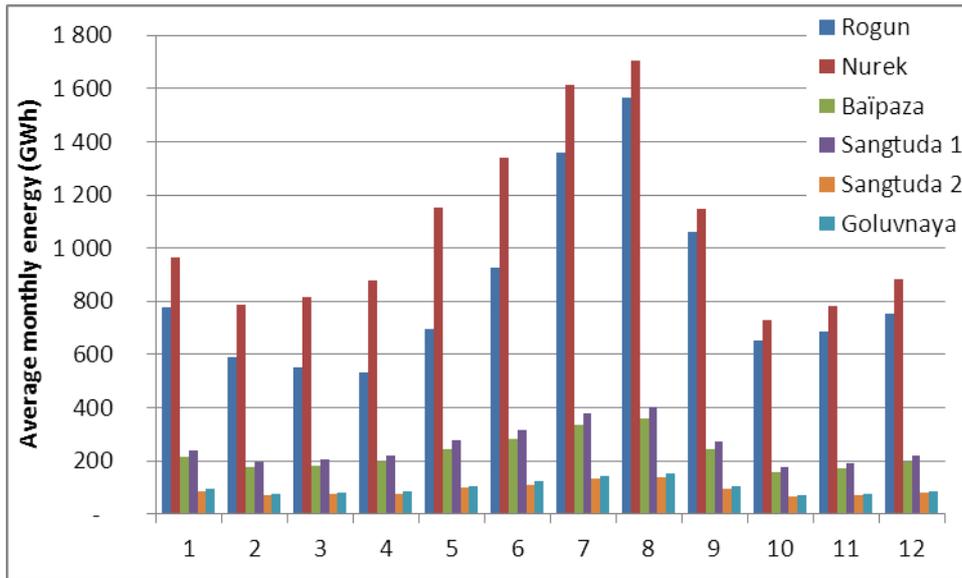


Рисунок 5.53 :Среднемесячная выработка каскада в течении года  
Сценарий (а-1220)  $P_{уст} = 2800$  МВт

Распределение ежемесячной электроэнергии представлено на следующем рисунке (2 пунктирные линии обозначают многоводные и засушливые годы). Следует отметить, что разница между влажной и сухой год ограничивается самой высокой электроэнергией, то есть летним месяцем, где изменчивость расхода имеет значение. Зимой разница очень ограничена.

Колебания средней электроэнергии, выработанной каскадом в многоводные (притоки выше, чем у средних полных серий) и в маловодные (притоки ниже, чем у средних полных серий) годы, представлены в таблице ниже:

(ГВт-ч)	Многоводные годы	Маловодные годы
Среднегодовая электроэнергия ( $P_i=2800$ МВт)	34 119	28 480

Таблица 5.11: Выработка электроэнергии каскадом во время многоводных или маловодных лет - (а-1220)

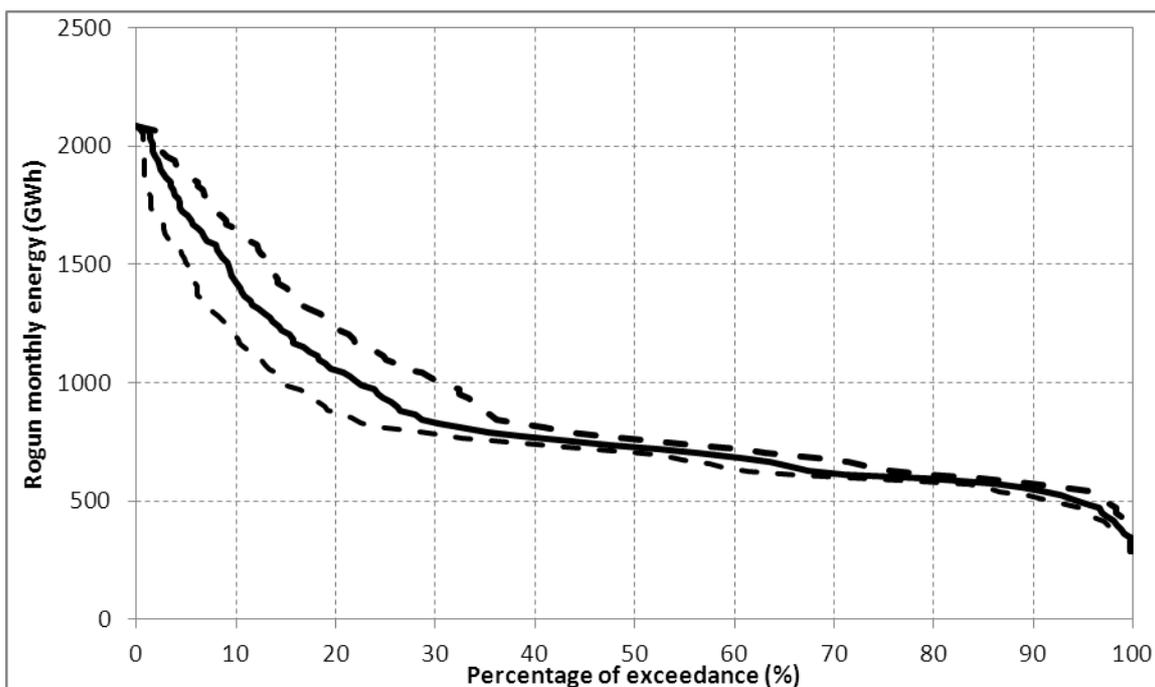


Рисунок 5.54 : Месячное распределение электроэнергии Рогуна – Сценарий (а-1220)  $P_{уст}=2800$  МВт

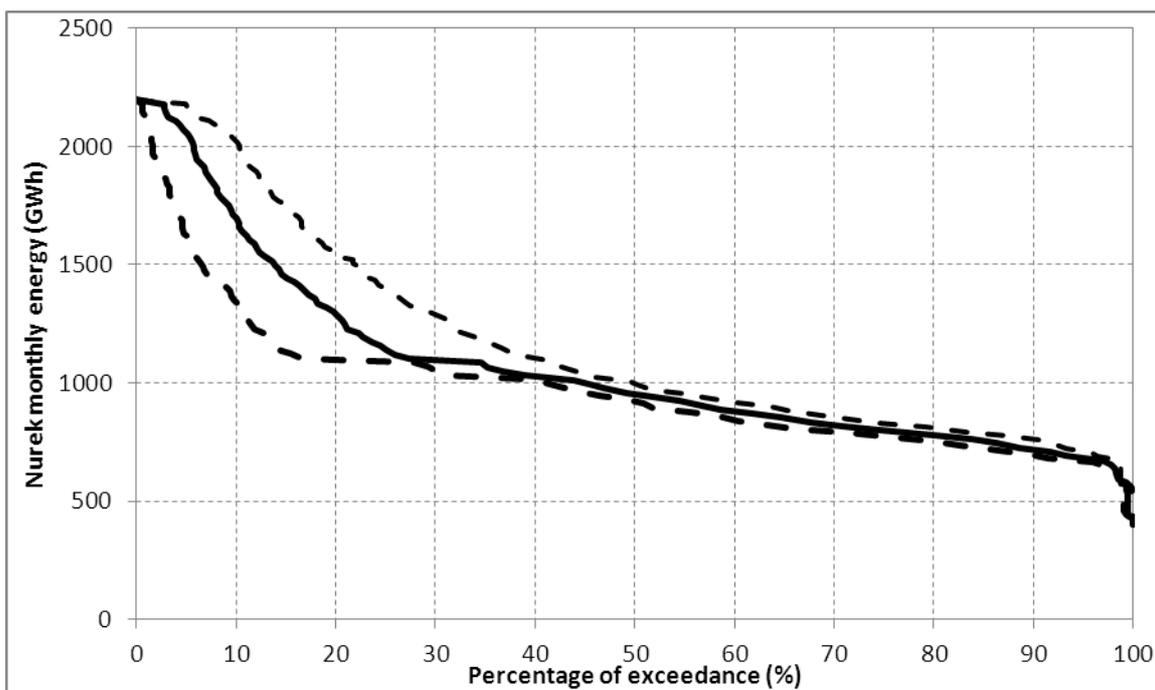
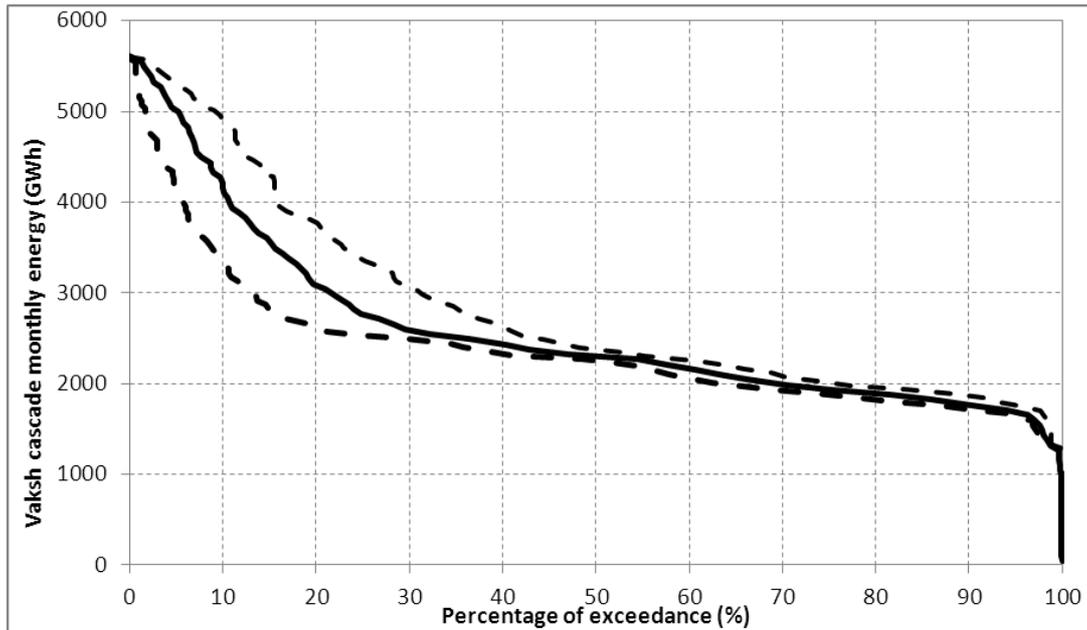


Рисунок 5.55 : Месячное распределение электроэнергии Нурека - Сценарий (а-1220)  $P_{уст}=2800$  МВт



**Рисунок 5.56 : Месячное распределение электроэнергии Вахшского каскада – Сценарий (а-1220)  $P_{уст} = 2800$  МВт**

При моделировании эпизодов сбросов воды, использовался только 9 лето из 76 в Рогуне и 20 лето из 76 в Нуреке. За весь период моделирования, среднегодовой объем сбросов воды в Рогуне равен  $21 \text{ км}^3$  и  $141 \text{ км}^3$  в Нуреке, который очень ограничено по сравнению с среднегодового притока ( $20\,000 \text{ км}^3$ ).

Данные по расходом воды в нижней отметке реки Вахш, на протяжении всего периода моделирования, представлены на Рис 5.57. Распределение расходов воды представлены на Рис. 5.58. Максимальные значения летом немного выше, чем в сценарии (б), как и ожидалось: водозаборы, рассмотренные в базовом случае, представляют ситуацию с будущими водозаборами Таджикистана, то есть, полного выделенного лимита воды. В то время как в сценарии (а) указывается текущая ситуация при меньших объемах водозабора. Расходы в нижней части реки Вахш в сценарии (а) являются идентичными сценарию «без Рогунской ГЭС». Систематическое сравнение низовых расходов представлено в § 5.5.2 среди других сценариев и вариантов.

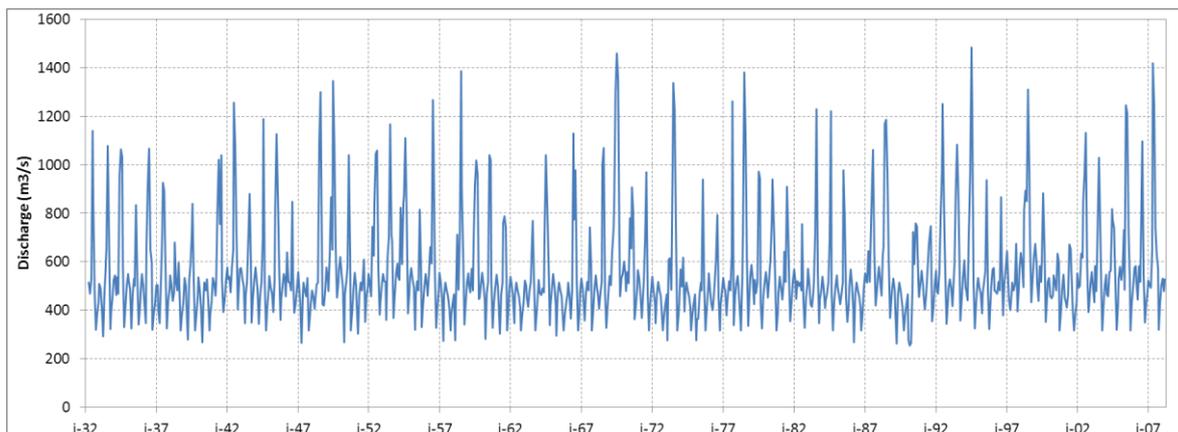


Рисунок 5.57 : Сценарий (а-1220) – Расход воды в нижней точке каскада

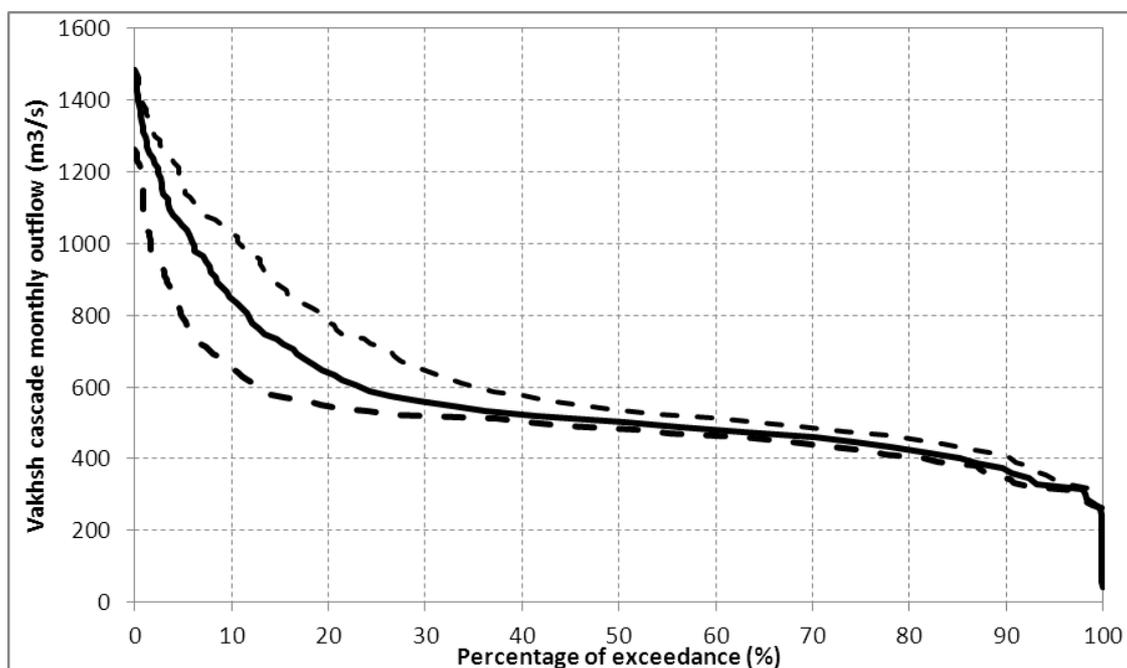


Рисунок 5.58 : Сценарий (а-1220) – Распределение расхода воды в нижней точке каскада

## 5.4 Базовый сценарий с седиментацией

### 5.4.1 Общее

Как обсуждалось в отчете по седиментации (том 2, раздел 6), годовой твердый сток оценивается в 100 млн. м<sup>3</sup> в год и срок службы Рогунского проекта предполагается быть таким:

	Срок службы (лет)
НПУ = 1290 м.н.у.м.	115
НПУ = 1255 м.н.у.м.	75
НПУ = 1220 м.н.у.м.	45

В течение этого времени, Рогунское водохранилище будет постепенно заполняться наносами, и таким образом емкость для регулирования будет постепенно снижаться. Этот параграф предназначен для оценки влияния на выработку электроэнергии Вахшским каскадом седиментации в Рогунском водохранилище.

В целях сравнения, такая же оценка была сделана по сценарию «без Рогуна»: в этом случае Нурек постепенно заполняется наносами по 100 млн. м<sup>3</sup> в год.

Для каждого временного периода, кривая емкости водохранилища вычисляется так, как описано в § 2.7 и оптимальная совместная эксплуатация между Рогуном и Нуреком находится по той же методологии, что и в варианте «нормальная эксплуатация».

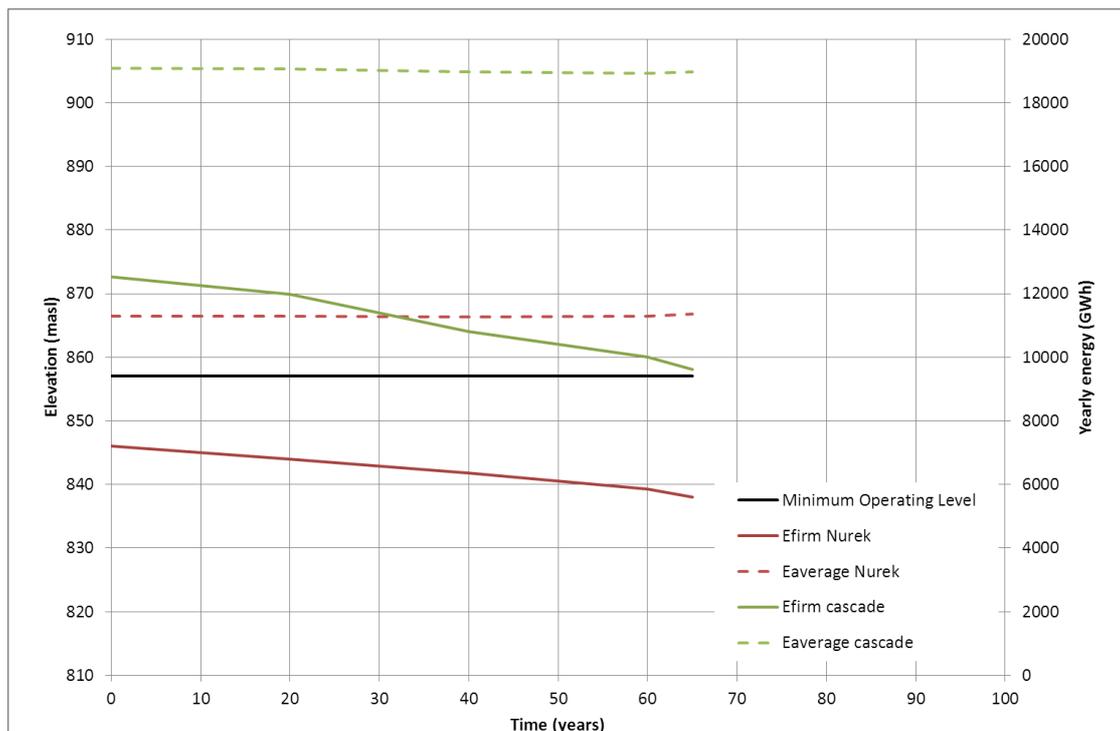
Основные результаты представлены ниже.

### 5.4.2 Без Рогуна

Следующие графики представляют эволюцию гарантированной и среднегодовой электроэнергии, выработанной только в Нуреке и на всем каскаде в течение времени. Графики так же представляют колебания минимального эксплуатационного уровня в течение времени.

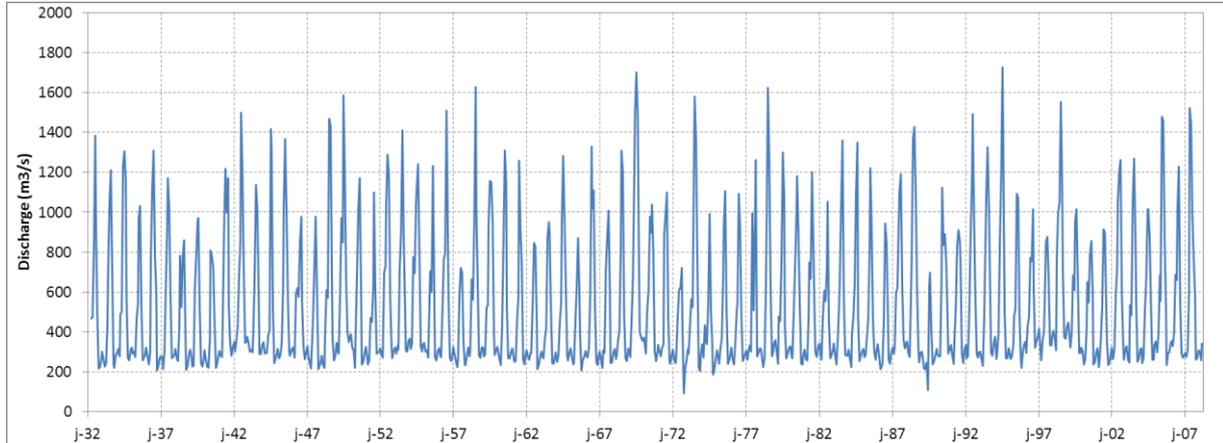
Электроэнергия вырабатываемая в Нуреке медленно снижается и минимальный эксплуатационный уровень остается на самом низком возможном уровне (857 м.н.у.м.). Спустя 65 лет, уровень наносов достигает водоприемников и Нурекская ГЭС не сможет больше эксплуатироваться.

Седиментация незначительно влияет на среднюю электроэнергию.

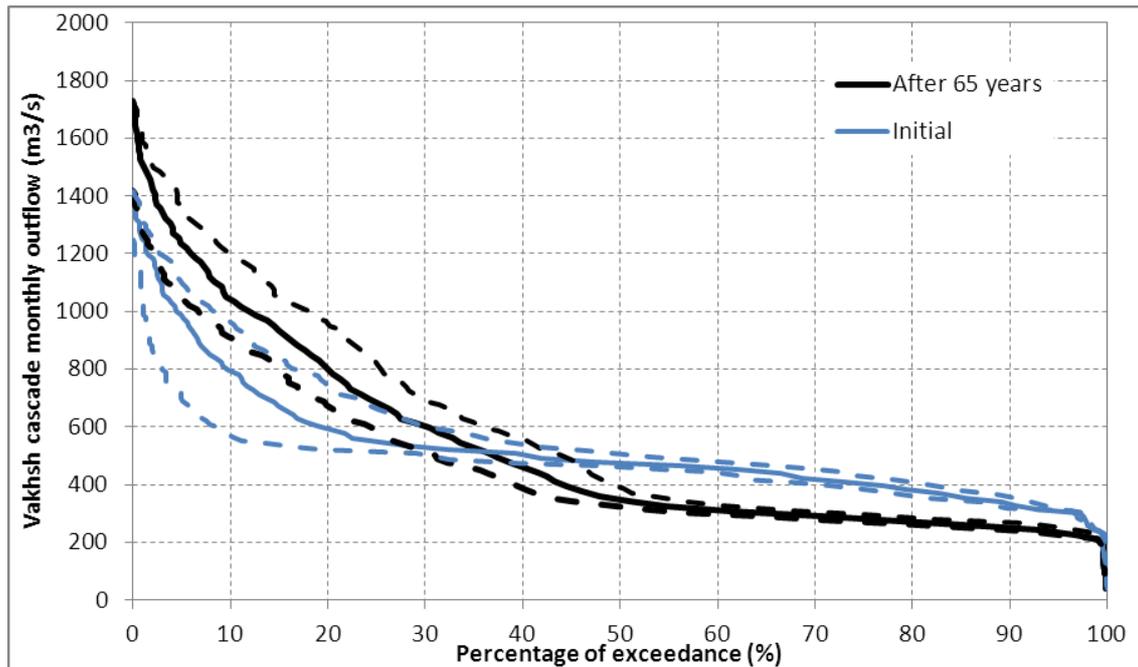


**Рисунок 5.59 : Без Рогуна (b) – Влияние седиментации выработку электроэнергии**

Емкость водохранилища Нурека, и как следствие емкость регулирования реки снижается с течением времени. Таким образом, расход постепенно стремится к природной вариации: расход снижается зимой и увеличивается зимой. Как пример, на рис. 5.60 показан расход в низовьях Вахша через 65 лет седиментации, и рис 5.61 показывает кривую продолжительности расхода без Рогуна (b) по сравнению с тем же через 65 лет седиментации.



**Рисунок 5.60 : Расход в низовьях Вахша – без Рогуна (b) через 65 лет седиментации**



**Рисунок 5.61 : Сравнение расхода в низовьях Вахша (на данный момент и через 65 лет) – без Рогуна (b)**

### 5.4.3 С Рогуном НПУ = 1290 м.н.у.м.

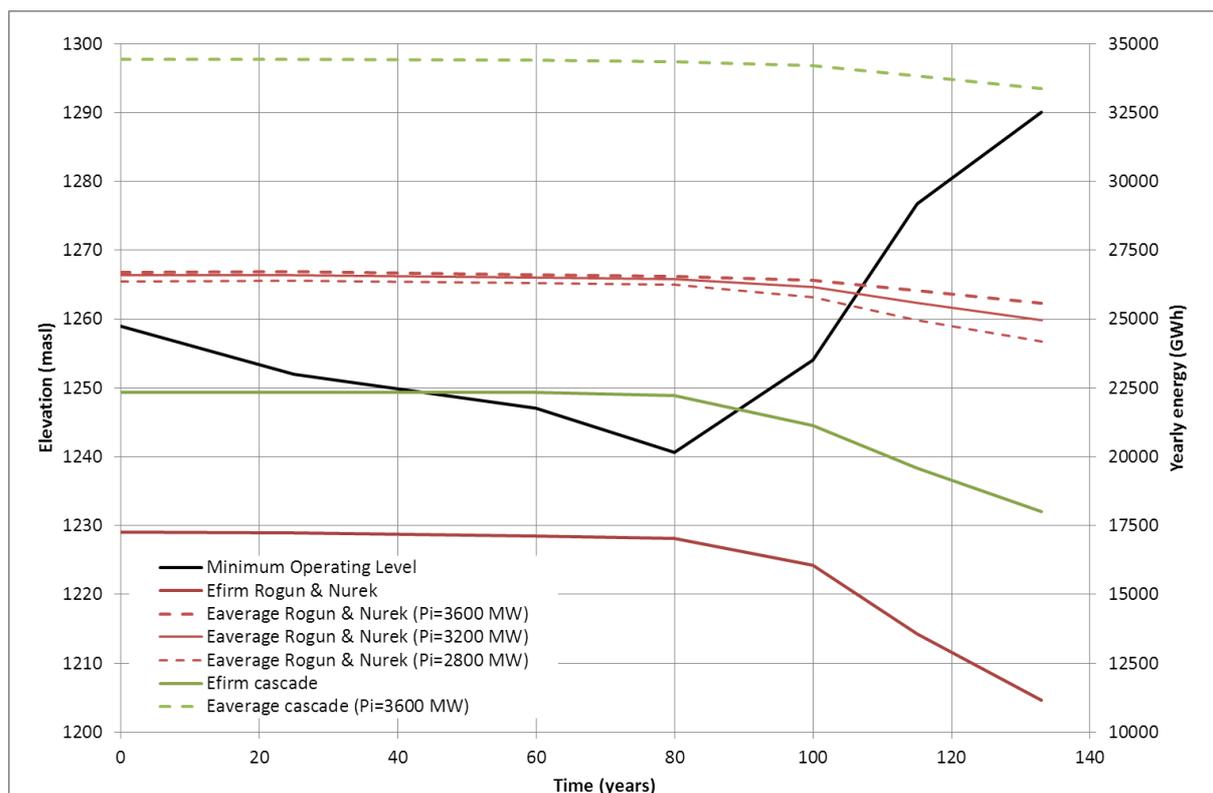
Следующие графики представляют эволюцию гарантированной и среднегодовой электроэнергии, выработанной только в Нуреке и на всем каскаде в течение времени.

Графики так же представляют колебания минимального эксплуатационного уровня в течение времени.

Как и в предыдущих параграфах можно увидеть две фазы на графике:

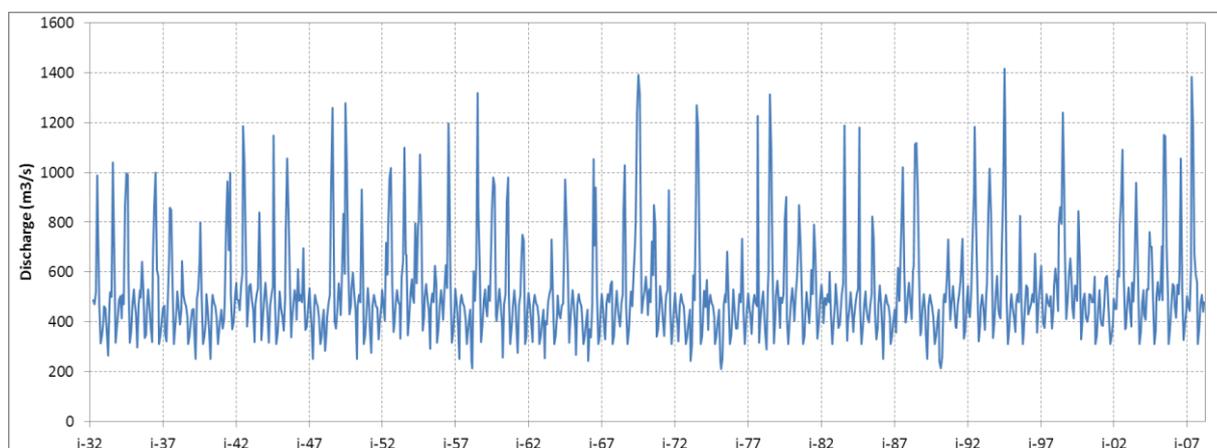
- До 80 года гарантированная электроэнергия медленно понижается вместе с минимальным эксплуатационным уровнем. Потери в полезной емкости Рогунского водохранилища повышаются и как следствие, амплитуда годовых колебаний уровней водохранилища (необходимая для регулирования расхода реки) увеличивается. Регулирование расхода (увеличение зимнего расхода) не затрагивается, но напор в конце зимы ослабевает. Соответственно это может отразиться на выработке электроэнергии, если напор чересчур большой по сравнению с общим напором.
- С 80 до 130 года: гарантированная электроэнергия снижается резко и минимальный эксплуатационный уровень возрастает. Когда понижение уровня водохранилища очень важно, должна быть оптимальная совместная эксплуатация Рогуна и Нурека: Нурекское водохранилище начинает делать свой вклад в регулирование расхода после снижения зимнего напора. Соответственно снижается выработка электроэнергии. Через 130 лет, перестает существовать емкость Рогуна для регулирования, и Рогуна начинает работать как русловая гидроэлектростанция.

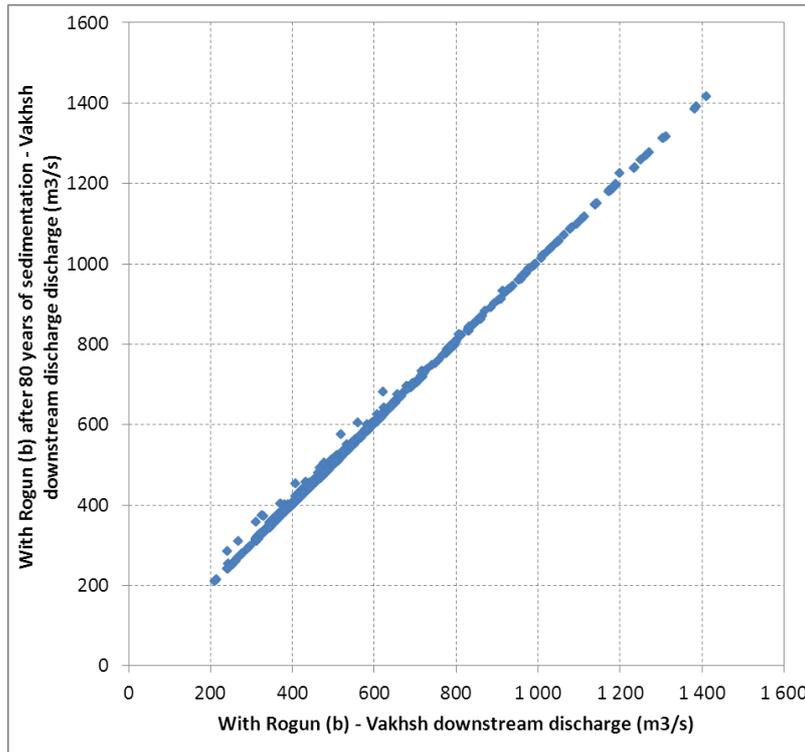
На среднюю электроэнергию может быть слегка оказано воздействие по сравнению с гарантированной электроэнергией. Конечно в основном изменяется годовое распределение выработки из-за седиментации, но не общая выработка электроэнергии. Чем меньше установленная мощность, тем больше всего страдает средняя электроэнергия. Это ожидаемый результат: без регулирования большой расход летом, который не может быть пропущен через турбины, так как он превышает мощность оборудования.



**Рисунок 5.62 : С Рогун (1290-b) – Влияние седиментации на выработку электроэнергии**

Хотя емкость Рогунского водохранилища падает с течением времени, Нурек компенсирует эту потерю регулирования. Таким образом, пока Рогун задерживает наносы, расход в низовьях Вахша не меняется и остается таким же, как представлено в сценарии «без Рогун (b)», приведенного в § 5.2.2. Как пример, рис. 5.60 показывает расход в низовьях Вахша через 80 лет после седиментации и рис. 5.61 показывает сводный график со сценарием Рогун (b-1290) по сравнению с таким же через 80 лет седиментации.



**Рисунок 5.63 : Расход в низовьях Вахша – С Рогуном (b-1290) через 80 лет седиментации****Рисунок 5.64 : Сравнение расхода в низовьях Вахш (в настоящее время и через 80 лет) – С Рогуном (b-1290)**

#### 5.4.4 С Рогуном НПУ = 1255 м.н.у.м.

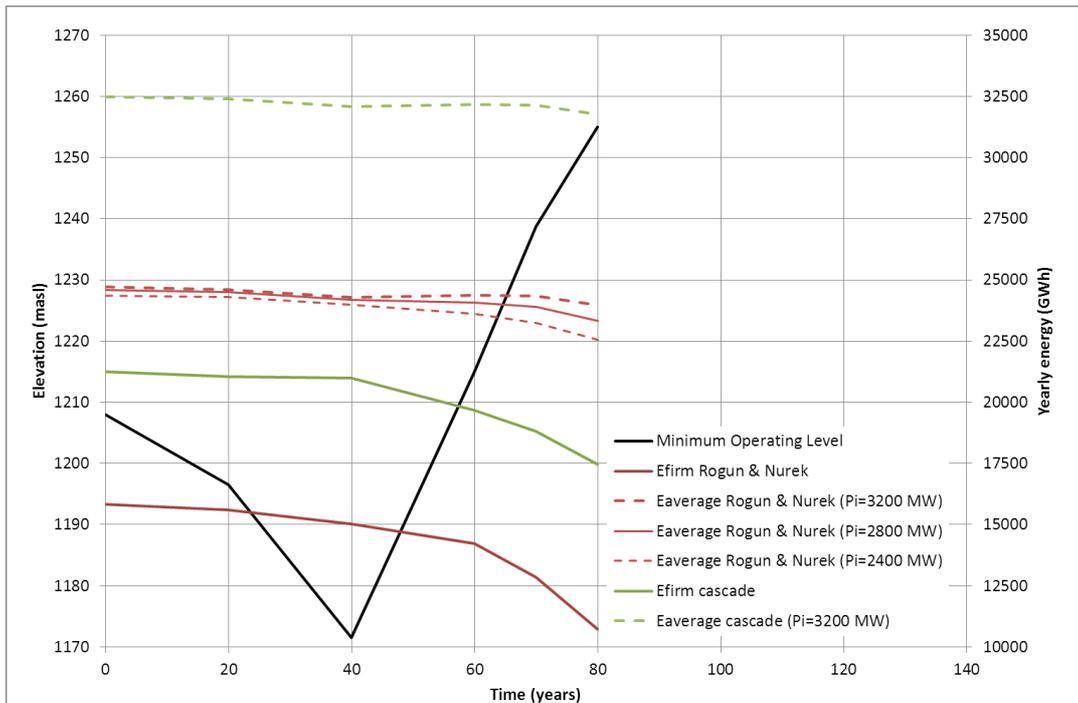
Следующие графики представляют эволюцию гарантированной и среднегодовой электроэнергии, выработанной только в Нуреке и на всем каскаде в течение времени. Графики так же представляют колебания минимального эксплуатационного уровня в течение времени.

Как и в предыдущих параграфах можно увидеть две фазы на графике:

- До 40 лет гарантированная электроэнергия медленно понижается вместе с минимальным эксплуатационным уровнем. Потери в полезной емкости Рогунского водохранилища повышаются и как следствие, амплитуда годовых колебаний уровней водохранилища (необходимая для регулирования расхода реки) увеличивается. Регулирование расхода (увеличение зимнего расхода) не затрагивается, но напор в конце зимы ослабевает. Соответственно это может отразиться на выработке электроэнергии, если напор чересчур большой по сравнению с общим напором.
- От 40 до 80 лет: гарантированная электроэнергия снижается резко и минимальный эксплуатационный уровень возрастает. Когда понижение уровня водохранилища очень важно, должна быть оптимальная совместная эксплуатация Рогуна и Нурека: Нурекское водохранилище начинает делать свой вклад в регулирование расхода после снижения зимнего напора. Соответственно снижается выработка электроэнергии. Через 130 лет, перестает существовать

емкость Рогуна для регулирования, и Рогун начинает работать как русловая гидроэлектростанция.

На среднюю электроэнергию может быть слегка оказано воздействие по сравнению с гарантированной электроэнергией. Конечно в основном изменяется годовое распределение выработки из-за седиментации, но не общая выработка электроэнергии. Чем меньше установленная мощность, тем больше всего страдает средняя электроэнергия. Это ожидаемый результат: без регулирования большой расход летом, который не может быть пропущен через турбины, так как он превышает мощность оборудования.



**Рисунок 5.65 : с Рогуном (1255-b) – влияние седиментации на выработку электроэнергии**

Как и в предыдущем параграфе, емкость Рогунского водохранилища со временем снижается, Нурек компенсирует эту потерю регулирования. Таким образом, пока Рогун задерживает наносы, расход в низовьях Вахша не меняется и остается таким же, как представлено в сценарии «без Рогуна (b)», приведенного в § 5.2.2.

#### 5.4.5 С Рогуном НПУ = 1220 м.н.у.м.

Следующие графики представляют эволюцию гарантированной и среднегодовой электроэнергии, выработанной только в Нуреке и на всем каскаде в течение времени. Графики так же представляют колебания минимального эксплуатационного уровня в течение времени.

Две фазы, подчеркнутые в предыдущих параграфах, не могут быть четко видны у самого низкого варианта плотины. После 10-и лет эксплуатации Рогуна, его емкость регулирования начинает снижаться из-за седиментации. Таким образом, гарантированная электроэнергия значительно снижается после 10-и лет эксплуатации.

На среднюю электроэнергию может быть слегка оказано воздействие по сравнению с гарантированной электроэнергией. Конечно в основном изменяется годовое распределение выработки из-за седиментации, но не общая выработка электроэнергии. Чем меньше установленная мощность, тем больше всего страдает средняя электроэнергия. Это ожидаемый результат: без регулирования большой расход летом, который не может быть пропущен через турбины, так как он превышает мощность оборудования.

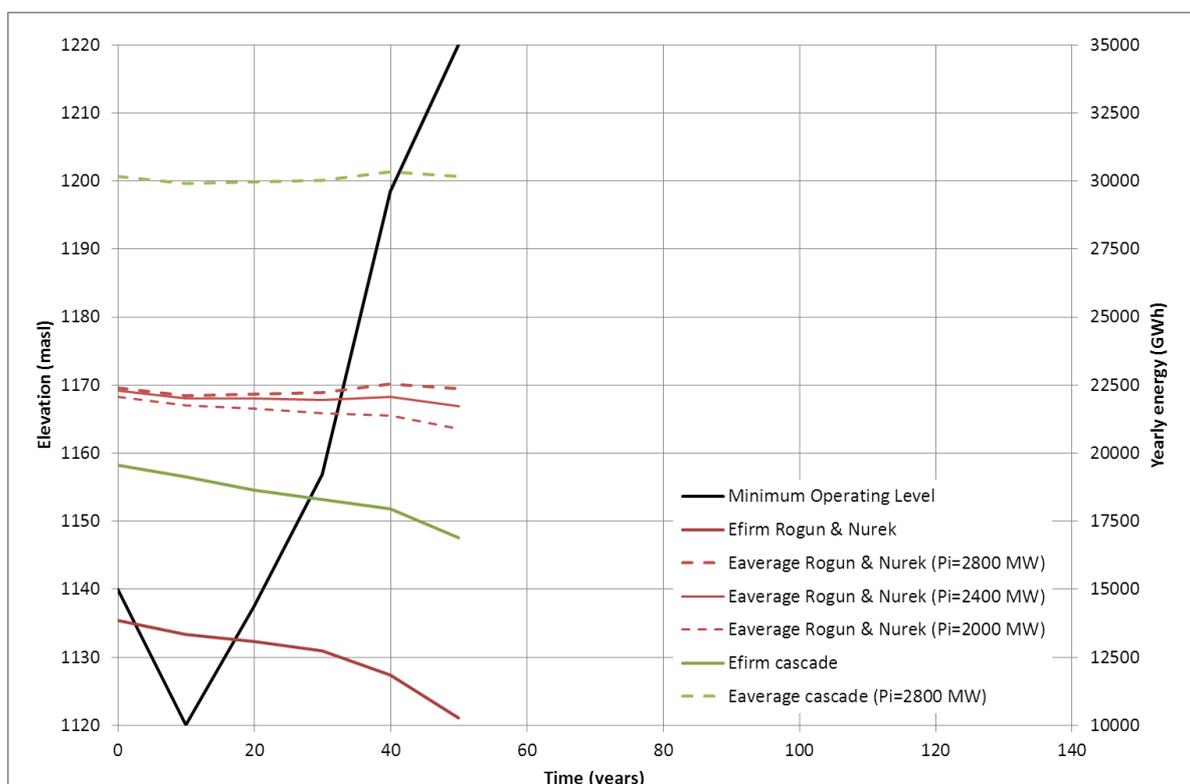


Рисунок 5.66 : С Рогун (1220-b) – Влияние седиментации на выработку электроэнергии

Как и в предыдущем параграфе, емкость Рогунского водохранилища со временем снижается, Нурек компенсирует эту потерю регулирования. Таким образом, пока Рогун задерживает наносы, расход в низовьях Вахша не меняется и остается таким же, как представлено в сценарии «без Рогун (b)», приведенного в § 5.2.2.

## 5.5 Синтез и сравнение результатов

### 5.5.1 Выработка электроэнергии

Следующие таблицы представляют гарантированную выработку (5.12) и вторичную выработку (5.13), и среднюю выработку (5.14) всего каскада в каждом из рассмотренных сценариев.

Гарантированная выработка (ГВт-ч)		(а)	(б)
Без Рогунской ГЭС		13 040	12 528
НПУ = 1290 мнум	3600 МВт	22 762	22 360
	3200 МВт	-	22 360
	2800 МВт	-	22 360
НПУ = 1255 мнум	3200 МВт	21 730	21 240
	2800 МВт	-	21 240
	2400 МВт	-	21 240
НПУ = 1220 мнум	2800 МВт	20 140	19 560
	2400 МВт	-	19 560
	2000 МВт	-	19 560

Таблица 5.12: Гарантированная выработка каскада Вахш для всех смоделированных сценариев

Вторичная выработка (ГВт-ч)		(а)	(б)
Без Рогуна		6 870	6 556
НПУ = 1290 мнум	3600 МВт	12 552	12 141
	3200 МВт	-	12 031
	2800 МВт	-	11 809
НПУ = 1255 мнум	3200 МВт	11 622	11 240
	2800 МВт	-	11 144
	2400 МВт	-	10 921
НПУ = 1220 мнум	2800 МВт	10 886	10 596
	2400 МВт	-	10 512
	2000 МВт	-	10 274

Таблица 5.13: Вторичная выработка каскада Вахш для всех смоделированных сценариев

Среднегодовой объем электроэнергии (ГВт-ч)		(а)	(б)
Без Рогунской ГЭС		19 910	19 084
НПУ = 1290 мнум	3600 МВт	35 314	34 441
	3200 МВт	-	34 331
	2800 МВт	-	34 109
НПУ = 1255 мнум	3200 МВт	33 352	32 480
	2800 МВт	-	32 384
	2400 МВт	-	32 161
НПУ = 1220 мнум	2800 МВт	31 026	30 155
	2400 МВт	-	30 072
	2000 МВт	-	29 834

Таблица 5.14 : Средний объем энергии каскада Вахш для всех смоделированных сценариев

В общем можно заметить, что между вариантами не существует большой разницы в значениях электроэнергии, и в особенности в 95% обеспеченности электроэнергией между различными сценариями.

В базовом режиме эксплуатации высокая установленная мощность не используется большую часть времени. Смоделированные наименьшие уровни воды достаточны для 90% пропуска воды через турбину.

Высокая установленная мощность используется в режимах пиковой нагрузки.

Объем электроэнергии, производимой всем каскадом, намного значительно больше с учетом Рогунской ГЭС: на 74%, 64% и 54% больше для плотин высотой в 1290, 1255 и 1220 мнум соответственно.

Также следует напомнить, что сценарий «Без Рогунской ГЭС» был улучшен по сравнению с исторической выработкой: Гарантированная выработка ( $E_{95\%-W}$ ) был улучшен на 21% в то время, как средняя выработка остается в те же %.

Различия между сценарием (а) и сценарий (б) ограничены: энергия, вырабатываемая в сценарии (б) на 1.4-4% ниже, чем сценария (а) в зависимости от варианта. Самая высокая разница (4%) для средней выработки без Рогунской ГЭС.

Вариант плотины при НПУ 1255 мнум обеспечивает гарантированную выработку электроэнергии на 5% ниже, чем вариант плотины при НПУ 1290 мнум. Вариант плотины при НПУ в 1220 мнум обеспечивает гарантированную выработку электроэнергии на 12.5% ниже, чем вариант плотины при НПУ 1290 мнум. Разница в вырабатываемой электроэнергии является исключительно следствием разных напоров воды в Рогунском водохранилище. Таким образом, она очень ограничена, так как важная часть производимой электроэнергии всего каскада вырабатывается в Нуреке, которая такая же (или почти такая же) для трех вариантов.

Полная регулируемая мощность каскада (Рогун и Нурек) не используется в максимальных значениях, чтобы не нарушать межгосударственное распределение и регулирование воды. .

Следующие графики представляют сравнение вырабатываемой электроэнергии в течение года в сценарий (б) Вахшским каскадом с эксплуатацией трех вариантов Рогунской плотины на максимальной установленной мощности, и с Вахшским каскадом без Рогунской ГЭС.

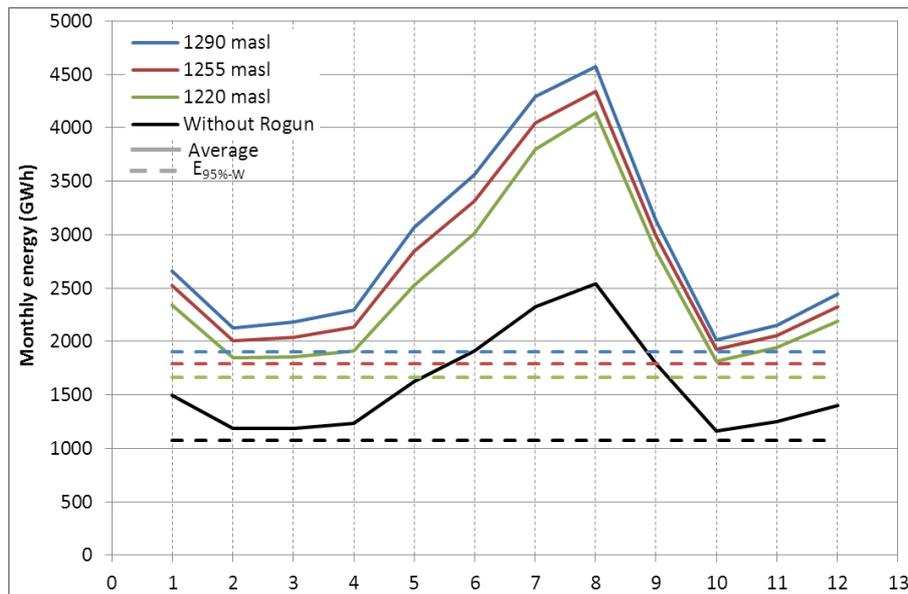


Рисунок 5.67 : Выработка Вахшского каскада - сравнение вариантов, сценарий (б)

Следующие графики представляют сравнение вырабатываемой электроэнергии в течение года в сценарий (а) Вахшским каскадом с эксплуатацией трех вариантов Рогунской плотины на максимальной установленной мощности, и с Вахшским каскадом без Рогунской ГЭС.

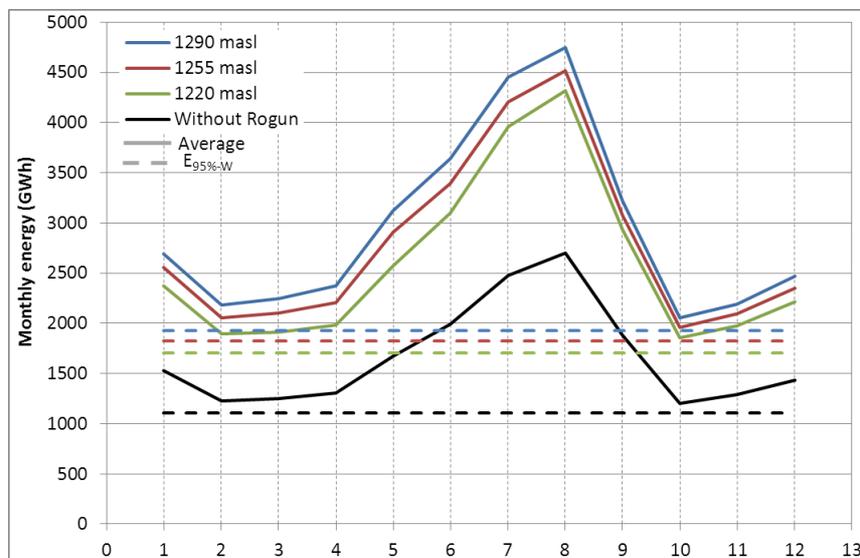
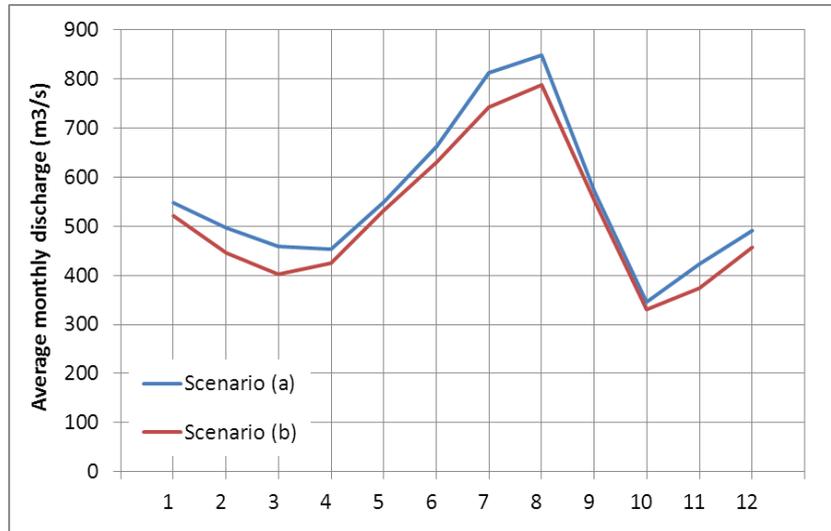


Рисунок 5.68: Выработка Вахшского каскада - сравнение вариантов, сценарий (а)

## 5.5.2 Расход на нижней точке Вахшского каскада

Рисунок 5.69 показывает сравнение среднего расхода для двух сценариев (а) и (б).



**Рисунок 5.69: Средний расход в нижнем конце реки Вахш – сравнение сценариев (а) и (б) (вариант НПУ 1290 мнум)**

Рисунок 5.70 представляет сравнение расходов в нижнем конце реки Вахш, рассматриваемое как кривые ежемесячного среднего распределения и продолжительности. Он показывает сравнение моделирования с и без Рогунской ГЭС в сценариях (а), и (б). Это показывает, что принцип не менять режим речного стока придерживается.

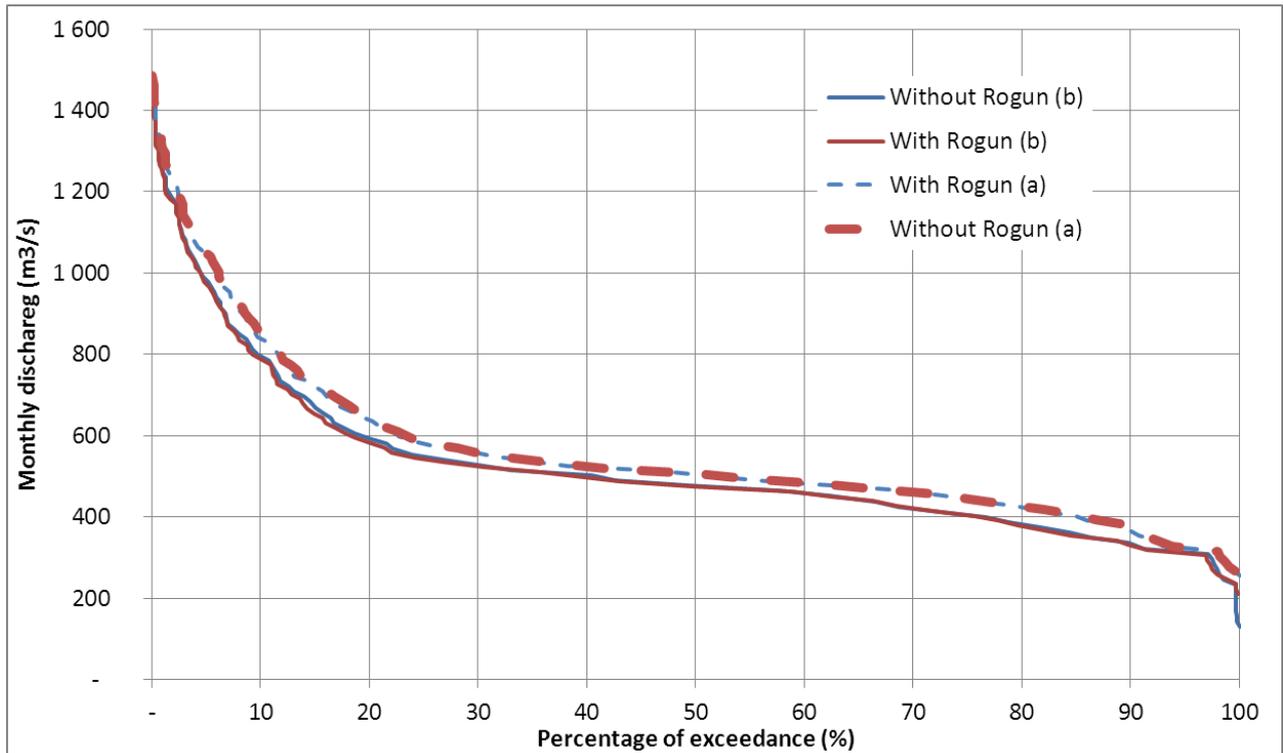


Рисунок 5.70: Ежемесячный расход в нижней точке р. Вахш – сравнение с и без Рогунской ГЭС (вариант НПУ 1290 мнум)

### 5.5.3 Другие комментарии

Можно отметить, что все объемы сброшенных вод сценарии «с Рогунской ГЭС» больше, чем сценарии «без Рогунской ГЭС». Это может показаться нелогичным, но может быть объяснено различием работой Нурекской ГЭС между двумя сценариями: в сценарий «без Рогунской ГЭС», Нурекское водохранилище используется для регулирования, в то время, как в сценарии «с Рогунской ГЭС» водохранилища Нурекской ГЭС всегда находится при полном НПУ. Это означает, что, в сценарии «с Рогунской ГЭС», сразу начнется сброс воды, летом (июль), когда турбины насыщены. С другой стороны, в сценарии «без Рогунской ГЭС», летом (июль) водохранилище еще не заполнена, таким образом, вода сначала сохраняется в водохранилище и затем сбрасывается. Это означает, что меньше воды сбрасывается в сценарии «без Рогунской ГЭС».

## 6 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ – ПЕРИОД ЗАПОЛНЕНИЯ

### 6.1 Гидрологическая обстановка

Предыдущий сценарий был рассчитан на весь период моделирования (с 1932 по 2008). Тут модель запускалась только на период в 10-18 лет заполнения водохранилища.

Необходимо отметить, что водохранилище заполняется только из объемов разницы нынешних водозаборов и выделенного лимита воды Таджикистана. Данный объем составляет 1211 км<sup>3</sup> в год. Таким образом, заполнение водохранилища не зависит от гидрологического ряда, использованного в моделировании, только выработка электроэнергии.

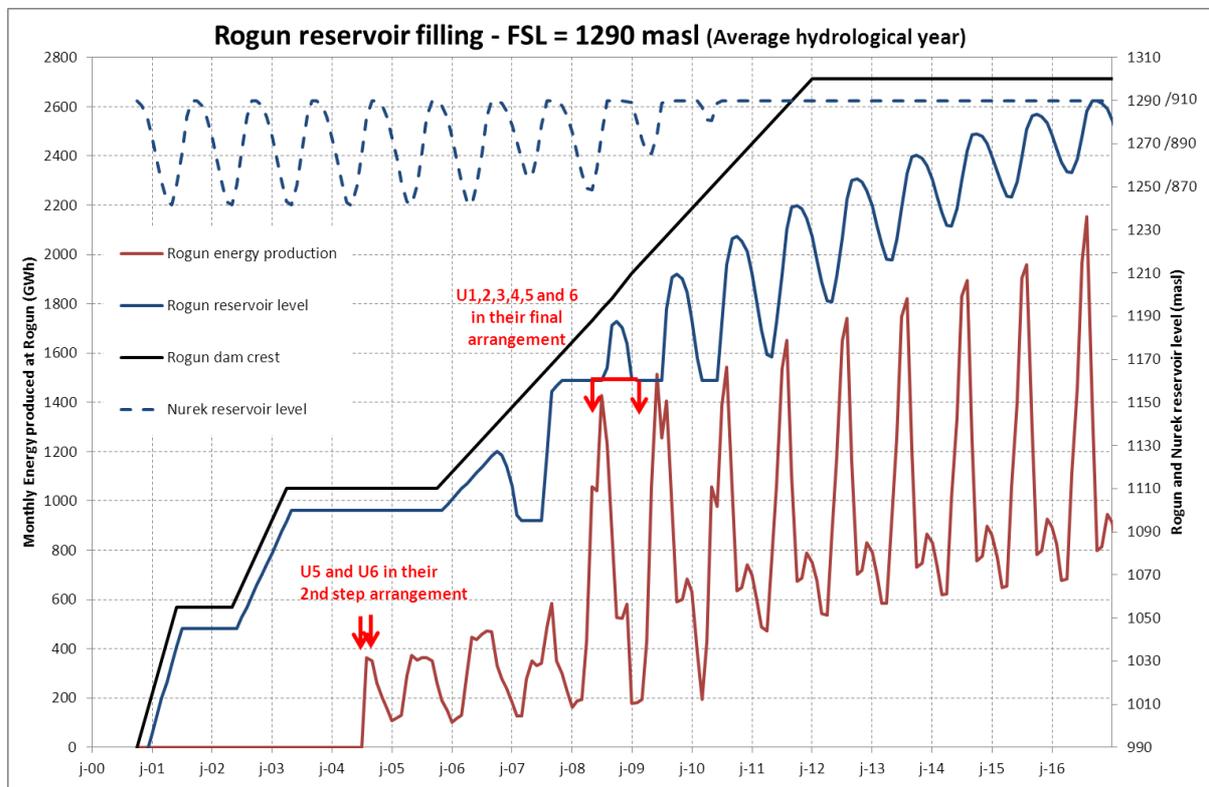
Это было выбрано для запуска моделирования заполнения водохранилища, при использовании типичного среднего 1937 года.

## 6.2 НПУ = 1290 м.н.у.м.

Результаты моделирования представлены на рисунке 6.1 и в таблице 6.1.

Рисунок 6.1. показывает повышающийся уровень воды в водохранилище Рогунской ГЭС и ежемесячную выработку электроэнергии Рогуном во время строительства.

Таблица 6.1 представляет годовую выработку и выработку в зимний период, вырабатываемую Рогунской ГЭС во время строительства.



**Рисунок 6.1: Заполнение водохранилища Рогун - Результаты моделирования НПУ=1290 мнум**

Возможность регулирования Рогунской ГЭС начнется в конце 6 года. С того момента, регулирования реки Вахш все более и более выполняются в Рогунской ГЭС и все меньше и меньше в Нуреке.

Можно увидеть, что водохранилище достигает нормального подпорного уровня через 16 лет после перекрытия реки, а строительство плотины заканчивается через 11.2 лет.

Первый этап компоновки агрегатов № 5 и 6 не используется: когда будут завершены работы, необходимые для их запуска, уровень водохранилища будет уже вне их эксплуатационного диапазона.

Что касается электроэнергии, поскольку не используется возможности регулирования Рогунской ГЭС, выработка в зимний период ограничена. Тем не менее, вырабатывается от 100 ГВт-ч до 150 ГВт-ч в месяц, что составляет от 9% до 14% электроэнергии вырабатываемой всем каскадом.

Как только используется возможность регулирования Рогунской ГЭС (7-й год), зимняя выработка увеличивается до 600-800 ГВт-ч в месяц.

Выработка электроэнергии в летний период ограничена в первые годы (до года N+8) из-за количества и мощности агрегатов.

В течении всего периода заполнения (16 лет), дополнительный объем вырабатываемой энергии каскадом по сравнению с сценарии (а) «без Рогунской ГЭС» составляет 111 ТВт-ч. Это совпадает с 7.7 годами нормальной эксплуатации. Электроэнергия, выработанная только двумя временными агрегатами, составляет 11.8 ТВт-ч, а зимой всего лишь 4.1 ТВт-ч.

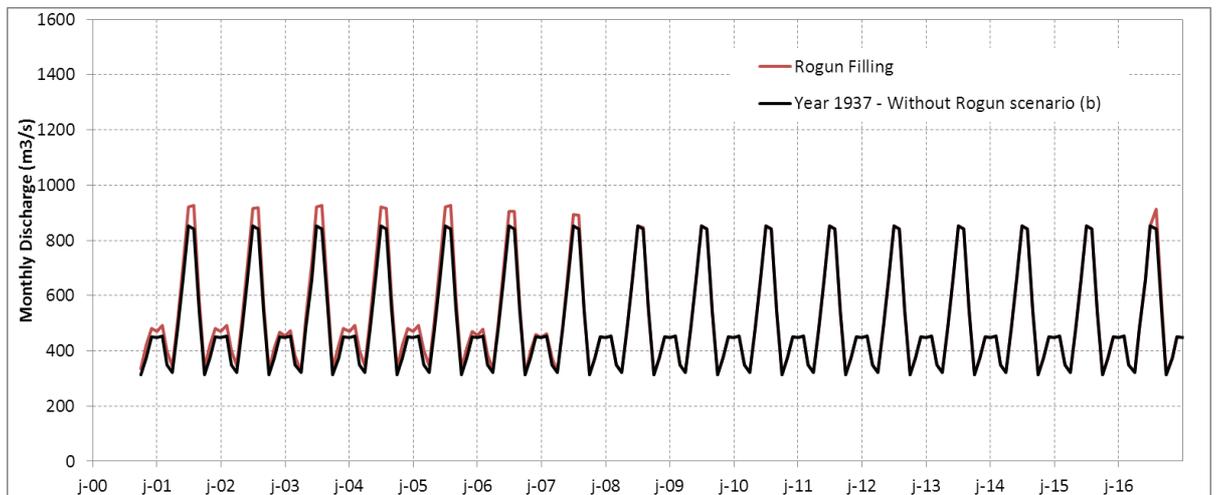
Год	Среднегодовая выработка Рогунской ГЭС (ГВт-ч)	Средняя зимняя выработка Рогунской ГЭС (ГВт-ч)
N+4	1 332	617
N+5	3 058	962
N+6	3 787	1 200
N+7	3 694	1 318
N+8	8 241	2 180
N+9	9 064	2 432
N+10	9 675	3 234
N+11	10 534	3 936
N+12	11 350	4 222
N+13	11 987	4 421
N+14	12 553	4 615
N+15	13 052	4 787
N+16	13 702	4 953
<b>TOTAL</b>	<b>112 029</b>	<b>38 876</b>

Таблица 6.1: Заполнение Рогуна - Выработка электроэнергии Рогуном – НПУ = 1290 м.н.у.м.

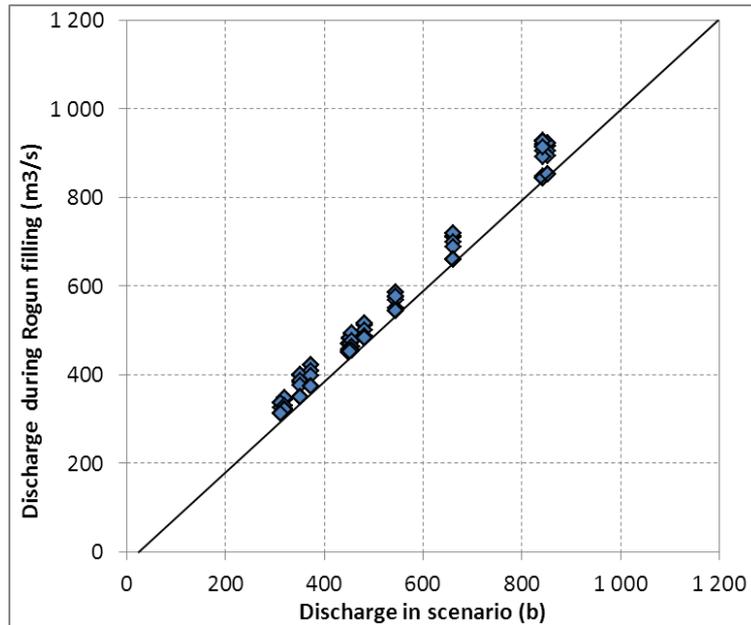
На следующем графике (Рисунок 6.2) представлены расход на нижней точке каскада и приводится сравнения заполнения Рогунской водохранилища с нормальной эксплуатацией в сценарии (б) (результаты из § 5.2.2).

Следует отметить что в течение первых 7 лет периода заполнения, расход на нижнем конце каскада выше в сценарии заполнения Рогунской ГЭС, чем в сценарии (б). После 7-го года, обе прекрасно суперпозиционны. Это означает, что объем разрешенных для заполнения водохранилища не будут полностью использоваться в течение первых 7 лет заполнения водохранилища.

Рисунок 6.3 перекрестная проверка притоков на нижнем конце каскада, который сравнивает сценарии заполнения Рогуна с со сценарием (б). Ряд точек либо выровненные на кривой 1/1 или выше.



**Рисунок 6.2: Расход на нижнем конце р. Вахш – заполнение НПУ = 1290 м.н.у.м.**



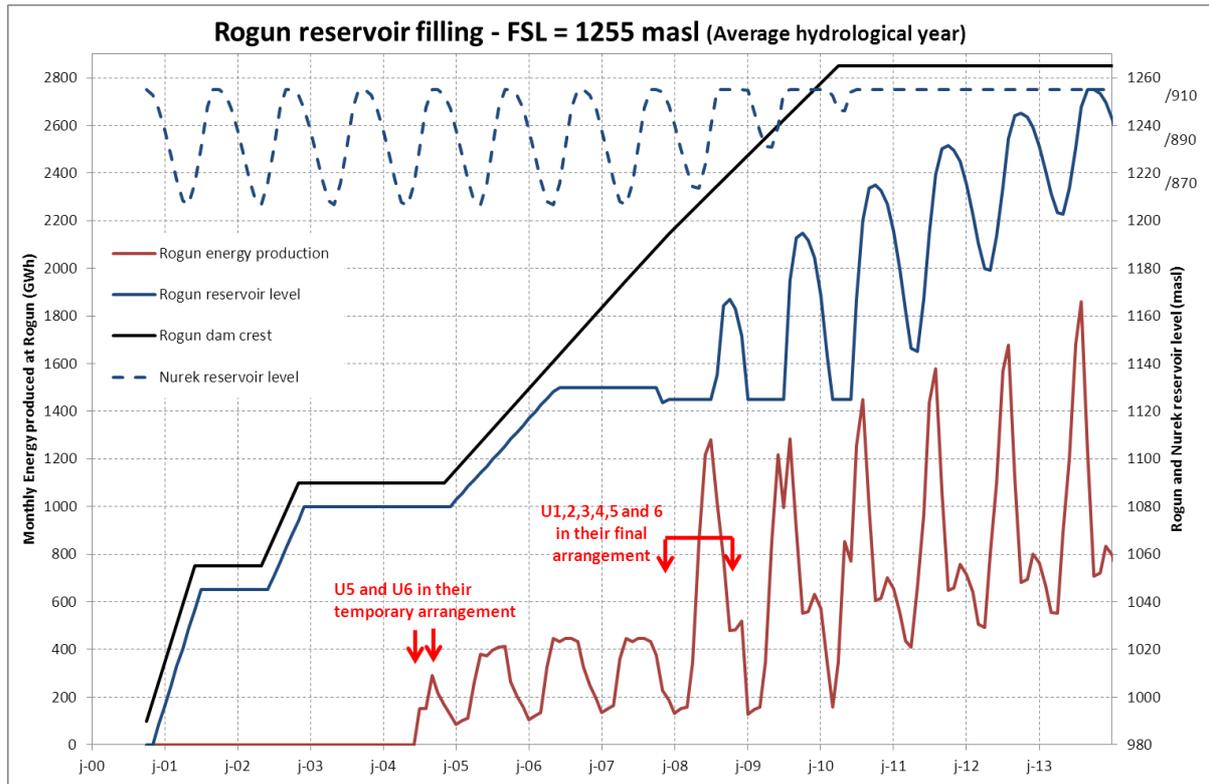
**Рисунок 6.3: Перекрестная проверка расхода на нижнем конце реки Вахш – заполнение Рогуна НПУ 1290 м.н.у.м.**

### 6.3 НПУ = 1255 м.н.у.м.

Результаты моделирования представлены на рисунке 6.4 и в таблице 6.2.

Рисунок 6.4 показывает повышающийся уровень воды в водохранилище Рогунской ГЭС и ежемесячную выработку электроэнергии Рогунской ГЭС во время строительства.

Таблица 6.2 представляет среднегодовой объем вырабатываемой электроэнергии и объем электроэнергии, вырабатываемой в зимний период Рогунской ГЭС во время строительства.



**Рисунок 6.4: Заполнение водохранилища Рогун - Результаты моделирования НПУ = 1255 м.н.у.м.**

Возможность регулирования Рогуну начнет в конце 8 года. С этого момента, регулирования р. Вахш все более и более выполняется в Рогунской ГЭС и все меньше и меньше в Нуреке.

Можно увидеть, что водохранилище достигает нормального подпорного уровня через 13 лет после перекрытия реки, а строительство плотины заканчивается через 9,5 лет.

Что касается электроэнергии, поскольку возможность регулирования Рогуну не используется, выработка в зимний период ограничена. Тем не менее, вырабатывается от 100 ГВт-ч до 150 ГВт-ч в месяц, что составляет от 9% до 14% электроэнергии вырабатываемой всем каскадом.

Как только используется возможность регулирования Рогунской ГЭС (8-й год), зимняя выработка постепенно будет увеличиваться до 600-800 ГВт-ч в месяц.

В течении всего периода заполнения (13 лет), дополнительный объем вырабатываемой энергии каскадом по сравнению с сценарии (а) «без Рогунской ГЭС» составляет 68,6 ТВт-ч. Это совпадает с 5,5 годами нормальной эксплуатации Рогуну. Электроэнергия, выработанная только двумя временными агрегатами, составляет 11,7 ГВт-ч, а зимой всего лишь 3,8 ГВт-ч.

Год	Среднегодовая электроэнергия Рогуна (ГВт-ч)	Средний зимний объем электроэнергии Рогуна (ГВт-ч)
N+4	1 102	509
N+5	3 157	925
N+6	3 664	1 135
N+7	3 807	1 244
N+8	7 422	1 925
N+9	7 782	2 180
N+10	8 666	2 999
N+11	9 819	3 707
N+12	10 800	4 039
N+13	11 664	4 249
<b>Итого</b>	<b>67 885</b>	<b>22 912</b>

Таблица 6.2: Заполнение Рогуна - Выработка электроэнергии – НПУ = 1255 м.н.у.м.

На следующем графике (Рис. 6.5) представлены расходы на нижней точке каскада и приводится сравнения заполнения Рогунской водохранилища с нормальной эксплуатации в сценарии (б) (результаты § 5.2.2).

Следует отметить, что в течение первых 7 лет периода заполнения, расход на нижнем конце каскада выше в сценарии заполнения Рогунской ГЭС, чем в сценарии (б). После 7-го года, обе прекрасно суперпозиционны. Это означает, что объем разрешенный для заполнения водохранилища не будет полностью использоваться в течение первых 7 лет заполнения водохранилища.

Рисунок 6.6 - перекрестная проверка расхода на нижнем конце каскада, которая сравнивает сценарии заполнения Рогуна со сценарием (б). Ряд точек либо выровненные на кривой 1/1 или выше.

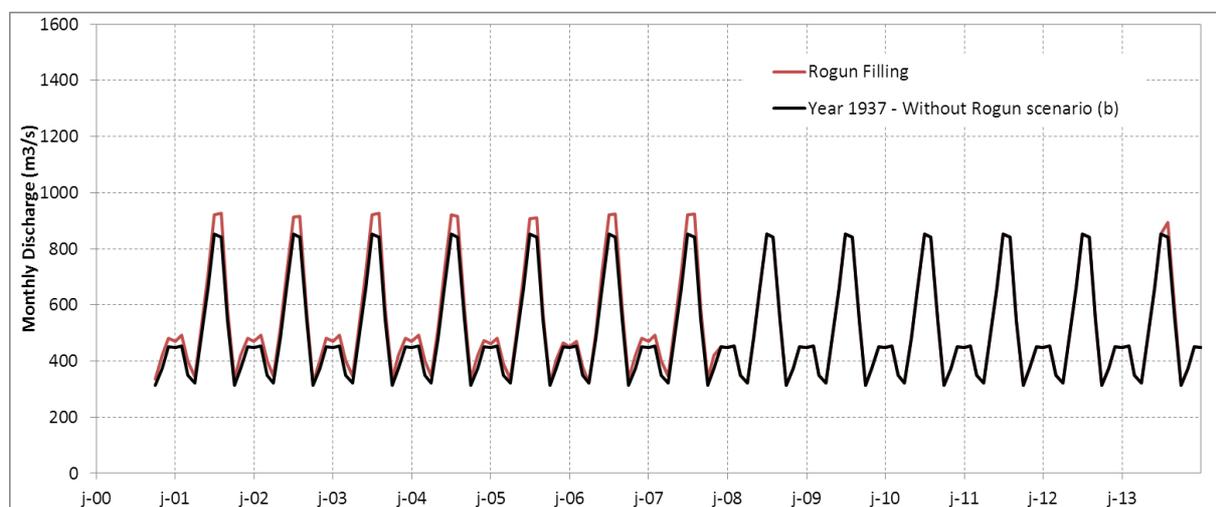


Рисунок 6.5: Расход на нижнем конце р. Вахш – Заполнение НПУ =1255 мнум

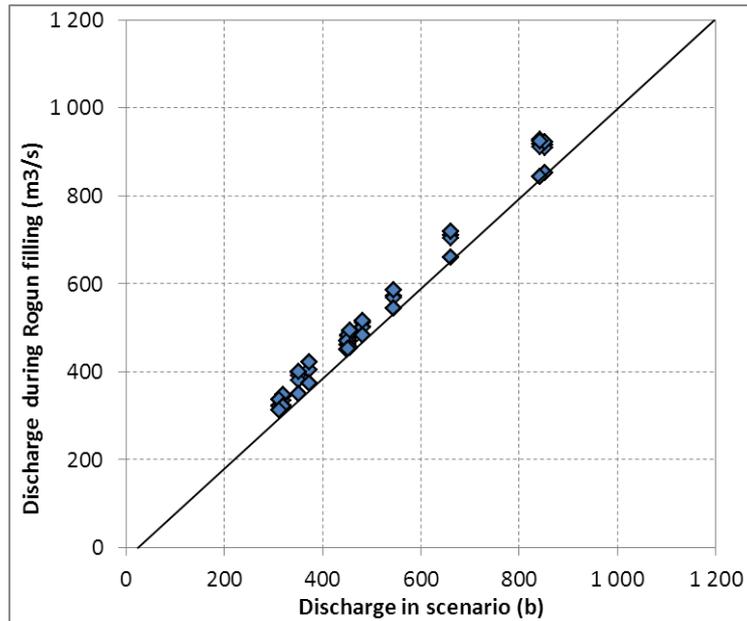


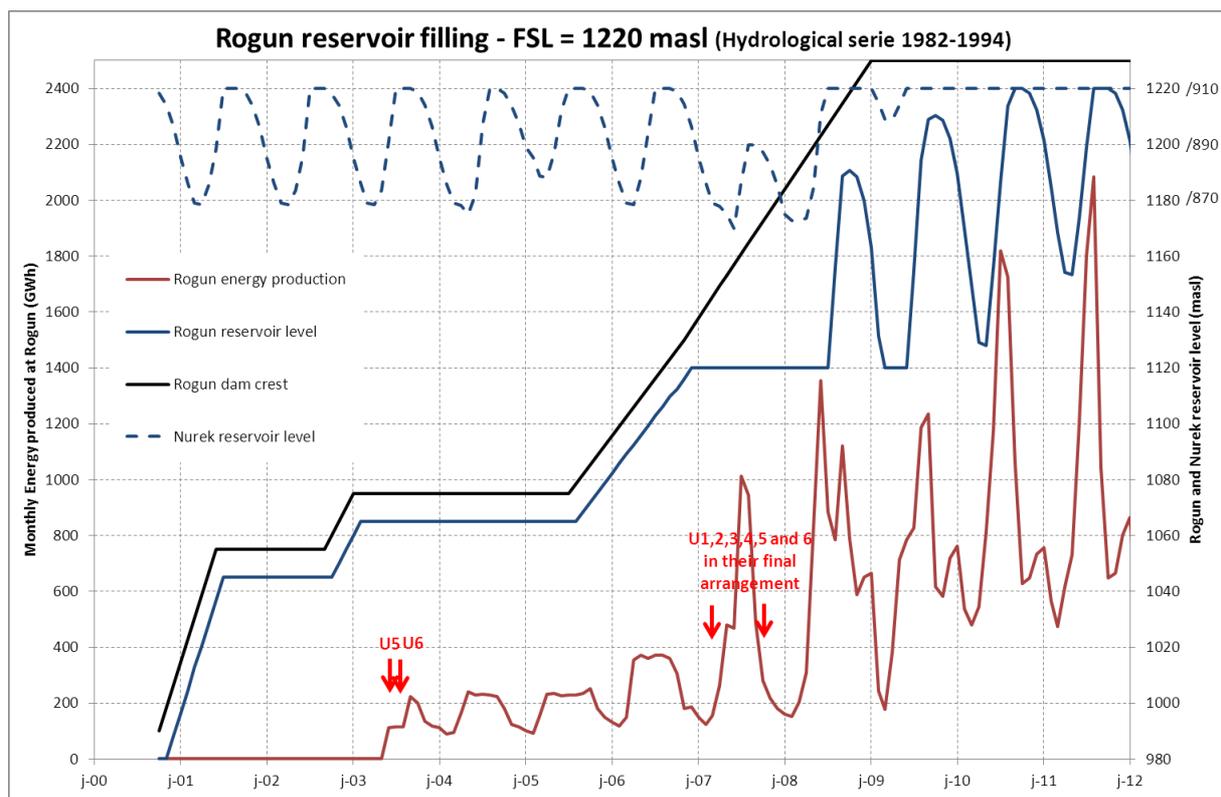
Рисунок 6.6: Перекрестная проверка расхода на нижнем конце реки Вахш – заполнение Рогуна НПУ 1255 мнум

#### 6.4 НПУ = 1220 м.н.у.м.

Результаты моделирования представлены на Рис. 6.7 и в таблице 6.3.

Рисунок 6.7 показывает повышающийся уровень воды в водохранилище Рогунской ГЭС и ежемесячную выработку электроэнергии Рогунской ГЭС во время строительства.

Таблица 6.3 представляет среднегодовой объем вырабатываемой электроэнергии и объем электроэнергии, вырабатываемой в зимний период Рогунской ГЭС во время строительства. Эти значения являются средними значениями 4 гидрологических сценарий.



**Рисунок 6.7 : Заполнение водохранилища Рогуна - Результаты моделирования НПУ = 1220 мнум**

Возможность регулирования Рогундом начнется в конце 5 года. С этого момента, регулирования р. Вахш все более и более выполняется в Рогунской ГЭС и все меньше и меньше в Нуреке.

Можно увидеть, что водохранилище достигает нормального подпорного уровня через 9 лет после перекрытия реки, а строительство плотины заканчивается через 7.7 лет.

Что касается электроэнергии, поскольку возможность регулирования Рогундом не используется, выработка в зимний период ограничена. Тем не менее, вырабатывается от 100 ГВт-ч до 150 ГВт-ч в месяц, что составляет от 9% до 14% электроэнергии вырабатываемой всем каскадом.

Как только используется возможность регулирования Рогунской ГЭС (6-й год), зимняя выработка увеличивается до 600-700 ГВт-ч в месяц.

Временная компоновка из агрегатов № 5 и 6 не используется: когда закончатся работы, необходимые для начала их эксплуатации, уровень водохранилища будет уже вне их эксплуатационного диапазона.

В течении всего периода заполнения (9 лет), дополнительный объем вырабатываемой энергии каскадом по сравнению со сценарием (а) «без Рогунской ГЭС» составляет 37.2 ТВт-ч. Это совпадает с 3.7 годами нормальной эксплуатации Рогуна.

Год	Средне зимняя электроэнергия (ГВт-ч)	Среднегодовая электроэнергия (ГВт-ч)
N+4		
N+5	3 817	960
N+6	4 931	1 794
N+7	7 080	2 489
N+8	8 725	3 129
N+9	10 368	3 773
<b>Итого</b>	<b>34 921</b>	<b>12 146</b>

Таблица 6.3: Заполнение Рогун - Выработка электроэнергии – НПУ = 1220 мнум

На следующем графике (Рис. 6.9) представлен расход на нижней точке каскада и приводится сравнения заполнения Рогунского водохранилища с нормальной эксплуатацией в сценарии (б) (результаты § 5.2.2).

Следует отметить, что в течение первых 6 лет периода заполнения, приток на нижнем конце каскада выше в сценарии заполнения Рогунской ГЭС, чем в сценарии (б). После 6-го года, обе прекрасно суперпозиционны. Это означает, что объем разрешенных для заполнения водохранилища не будут полностью использоваться в течение первых 6 лет заполнения водохранилища.

Рисунок 6.9 - перекрестная проверка расхода на нижнем конце каскада, которая сравнивает сценарии заполнения Рогун со сценарием (б). Ряд точек либо выровненные на кривой 1/1 или выше.

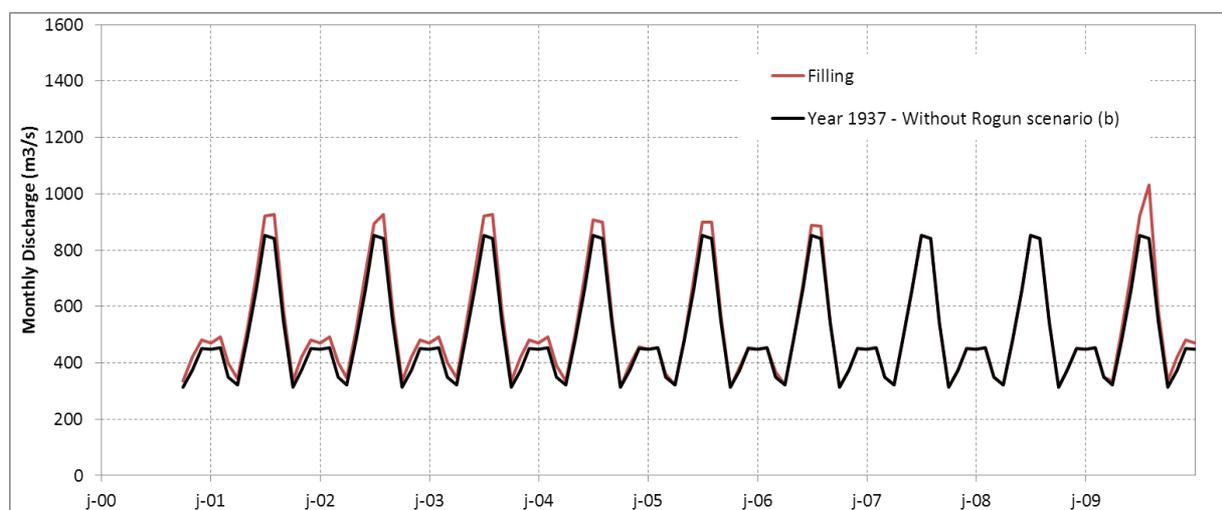


Рисунок 6.8 : Расход на нижней части р. Вахш – заполнение НПУ – 1220 мнум

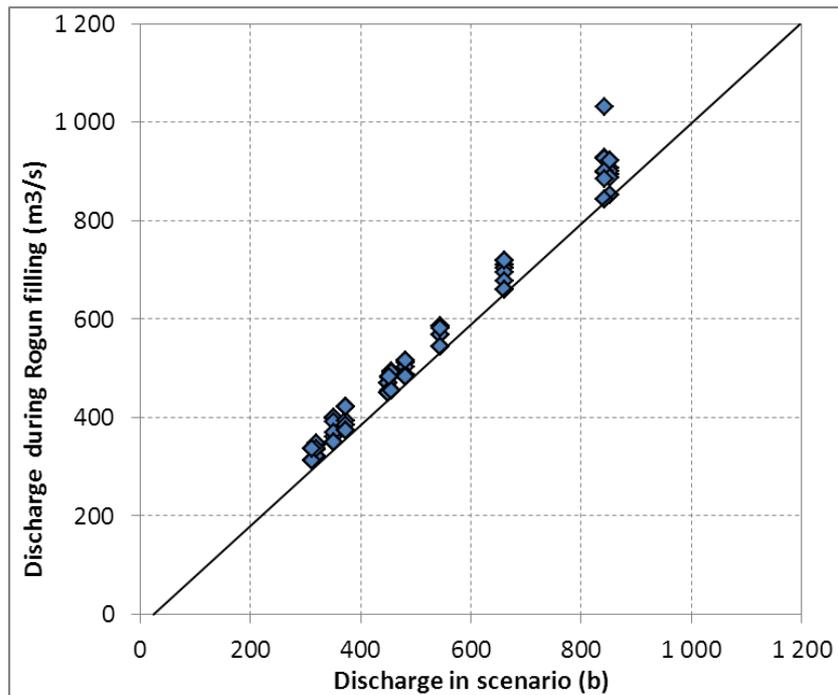


Рисунок 6.9 : Перекрестная проверка расхода на нижнем конце реки Вахш – заполнение Рогун НПУ 1220 мнум

## 6.5 Комментарии к вызванной сейсмичности

Строительная площадка Рогунской ГЭС будет подвержена процессу вызванной сейсмичности во время заполнения из-за находящихся различных разломов в водохранилище.

Случаи наиболее интенсивной активности должны произойти на первом этапе заполнения, первые 60-80 м. На самом деле, самое большое относительное изменение порового давления участка происходит в начале.

В целом, для ограничения вызванной сейсмичности, заполнение водохранилища должно производиться медленно и непрерывно. Так как заполнение Рогунского водохранилища выполняется строго соответственно выделенного лимита воды Таджикистана, оно действительно является очень регулярным, пока не начнется регулирование. Самая высокая скорость заполнения водохранилища составляет 9 метров в месяц.

Вызванная сейсмичность, также отражается в главе по сейсмичности (Том 2 гл. 6). Там, упоминается, что во время заполнения Нурека, никаких существенных вызванных сейсмичности не был обнаружен, когда скорость наполнения была ниже, чем 0,5 м в день (то есть 15 м / месяц).

В дополнение, для предотвращения подобных процессов, должна быть как можно раньше введена система мониторинга водохранилища. Прежде всего, следует узнать текущие сейсмические условия, а затем выявлять любую вызванную сейсмичность во

время заполнения и адаптировать скорость заполнения водохранилища, если это необходимо.

## 7 ВЫВОДЫ

Данный отчет содержит проведенные исследования Консультантом на каскаде Вахш. В него входят:

- Понимание нынешней эксплуатации каскада, и регионального распределения воды;
- Модель настоящего каскада и ее калибровка;
- Моделирование выработки электроэнергии в настоящем сценарии и его улучшение,
- Моделирование выработки электроэнергии по различным будущим сценариям и вариантам.

Моделирование эксплуатации каскада Вахш учитывает водопотребность вниз по течению, установленную правилами Межгосударственной Координационной Водохозяйственной Комиссии, как согласовано в Нукусской декларации и Протоколе №566.

Все исследование выполнено таким образом, что принцип эксплуатации реки Вахш останется неизменным и будет повторять эксплуатацию, зафиксированную на Нуреке с января 1991 по июль 2011. Практически это означает, что полезный объем воды, используемый для регулирования стока на реке Вахш останется таким как сейчас во всех исследованных сценариях.

Основные результаты в значении выработки электроэнергии синтезированы в следующих двух таблицах. Первая представляет среднегодовой объем электроэнергии, вторая представляет, гарантированную выработку а последняя, представляет вторичную выработку.

Среднегодовой объем выработки электроэнергии (ТВт-ч)								
	Рогун			Нурек	Остальной каскад Вахша	Весь каскад Вахша		
	1290	1255	1220			1290	1255	1220
<b>Фактически</b>				11.7	8.2	19.9		
<b>Улучшенная эксплуатация Нурекской ГЭС (а)</b>				11.7	8.2	19.9		
<b>Улучшенная эксплуатация Нурекской ГЭС (б)</b>				11.3	7.8	19.1		
<b>С Рогунской ГЭС (а)</b>	14.4	12.4	10.1	12.8	8.1	35.3	14.4	12.4
<b>С Рогунской ГЭС (б)</b>	14.4	12.4	10.1	12.3	7.8	34.4	14.4	12.4

Гарантированная выработка (ТВт-ч)								
	Рогун			Нурек	Остальной каскад Вахша	Весь каскад Вахша		
	1290	1255	1220			1290	1255	1220
<b>Фактически</b>				6.1	4.8	10.9		
<b>Улучшенная эксплуатация Нурекской ГЭС (а)</b>				7.6	5.4	13.0		
<b>Улучшенная эксплуатация Нурекской ГЭС (б)</b>				7.2	5.3	12.5		
<b>С Рогунской ГЭС (а)</b>	9.3	7.9	5.9	8.1	5.4	22.8	21.7	20.1
<b>С Рогунской ГЭС (б)</b>	9.3	7.9	5.9	8.0	5.1	22.4	21.2	19.6

Вторичная выработка (ТВт-ч)								
	Рогун			Нурек	Остальной каскад Вахша	Весь каскад Вахша		
	1290	1255	1220			1290	1255	1220
<b>Фактически</b>				5.6	3.4	9		
<b>Улучшенная эксплуатация Нурекской ГЭС (а)</b>				4.1	2.8	6.9		
<b>Улучшенная эксплуатация Нурекской ГЭС (б)</b>				4.1	2.5	6.6		
<b>С Рогунской ГЭС (а)</b>	5.1	4.5	4.2	4.7	2.8	12.6	11.6	10.9
<b>С Рогунской ГЭС (б)</b>	5.1	4.5	4.2	4.3	2.7	12	11.3	10.6

Исследование показало, что текущую эксплуатацию Нурекской ГЭС можно улучшить, чтобы сохранить постоянную выработку электроэнергии в течение всего зимнего периода: гарантированная выработка электроэнергии улучшилась на 21%. Средняя выработка осталась неизменной.

Отчет также демонстрирует, что Рогунская ГЭС играет большую роль в выработке электроэнергии на всем Вахшском каскаде: кроме выработки самой Рогунской ГЭС, также увеличивается объем выработки Нурекской ГЭС. Действительно, регулирование реки, проведенное в Рогуне и Нуреке, позволяет поддерживать нормальный подпорный уровень Нурекской ГЭС, увеличивая напор пропуска воды через турбину. Объем вырабатываемой электроэнергии всем каскадом на 74%, 64% и 54% больше, чем «Без

Рогунской ГЭС», для вариантов плотины высотой в 1290, 1255 и 1220 метров нум соответственно.

Выработка каскадом электроэнергии является чувствительной к гидрологии: многоводные годы позволяют вырабатывать на 10% больше электроэнергии, чем средние года и маловодные годы снижается на 8%.

Вариант плотины при НПУ = 1255 мнум вырабатывает гарантированную выработку электроэнергии на 5 % меньше, чем вариант плотины при НПУ = 1290 мнум. Вариант плотины при НПУ = 1220 мнум вырабатывает гарантированную выработку электроэнергии на 12.5% меньше, чем вариант плотины при НПУ = 1290 мнум. Разница в вырабатываемой электроэнергии является исключительно следствием разных напоров воды в Рогунском водохранилище. Таким образом, она ограничена, так как важная часть производимой электроэнергии всего каскада вырабатывается в Нуреке, которая такая же (или почти такая же) для трех вариантов.

Эти результаты эксплуатации достигнуты в рамках существующих соглашений и практик среди стран, разделяющих бассейн Амударьи. Это значит, что полная регулирующая способность каскада (Рогун и Нурек) не используется, но ограничивается до регулирования, производимого Нуреком в настоящее время.

Для варианта плотины НПУ=1290 мнум, плотина эксплуатируется между 1290 и 1259 мнум.

Для варианта плотины НПУ=1255 мнум., плотина эксплуатируется между 1255 и 1208 мнум.

Для варианта плотины НПУ=1220 мнум., плотина эксплуатируется между 1220 и 1140 мнум.

Использование разрешенного полного выделенного лимита Таджикистана на отбор воды имеет ограниченное влияния на объем вырабатываемой электроэнергии: объемы отборов ограничены по сравнению со стоком реки Вахш.

Исследование различных установленных мощностей демонстрирует, что самая высокая мощность используется только 2% от всего периода моделирования. Дневные пики не могут быть оценены, так как исследование было на месячной основе, поэтому разница между различными исследованными установленными мощностями незначительна. Тем не менее, потенциал дневного пика, и летом и зимой, исследуется в экономическом анализе.

Влияние отложений наносов в Рогунском водохранилище было оценено в течение всего срока службы проекта. На выработку электроэнергии оказывается сильное влияние после 80, 40 и 10 лет для вариантов НПУ 1290, 1255 и 1220, соответственно. После этого гарантированная электроэнергия снижается на 20% за 35 лет для самого высокого варианта, на 22% за 35 лет для среднего варианта и на 17% за 35 лет для самого низкого варианта.

Также был изучен период заполнения Рогунского водохранилища. Отчет демонстрирует возможность заполнения Рогунского водохранилища только за счет разницы объемов между выделенного лимита воды Таджикистана и ее нынешним использованием. Для начала штатного эксплуатирования потребуется 16, 13, и 9 лет для вариантов плотин при НПУ = 1290, 1255 и 1220 мнум для достижения нормальной эксплуатации. Следует отметить, что регулирование реки будет сделано в Рогунской ГЭС как можно скорее, поскольку он имеет значительное влияние на выработку в зимний период; он начнется

7, 8 и 5 лет после перекрытия реки для вариантов плотины при НПУ = 1290, 1255 и 1220 м.н.у.м. Общие объемы выработанной электроэнергии за эти периоды сопоставимы с 7.7, 5.5 и 3.7 годами штатного эксплуатирования для вариантов плотин при НПУ = 1290, 1255 и 1220 мнум соответственно.

### **Рекомендации**

1. Метод, используемый в данном исследовании, повторяет историческую эксплуатацию реки и как следствие пропуск стока, что является необычным. Как правило, процедура оптимизации будет использоваться для максимального производства гидроэлектроэнергии. Это требует точного набора ограничений водопользования.

Таким образом, будет полезным и принесет выгоду для всех стран бассейна Амударьи, установить точное межгосударственное соглашение об оптимизации многоцелевого использования каскада. Это могло бы внести значительные улучшения при выработке электричества, ирригации и экологических целей.

Точное и согласованное всеми странами правило регулирования стока реки Амударья помогло бы воспользоваться преимуществами мощности Рогунской ГЭС: она может аккумулировать воду в периоды многоводья и пропускать воду в периоды засушливых лет, как для улучшения выработки электроэнергии, так и в целях ирригации. Точные знания объемов спроса на воду в низовье реки Вахш позволили бы оптимизировать эксплуатацию Вахшского каскада.

2. Рекомендуются, чтобы была доступна данные о батиметрии и детальное изучение заиления Нурекской ГЭС для дальнейших стадий исследований.

## **8 ПРИЛОЖЕНИЯ**

Приложение А – Данные по ежемесячным притокам

Приложение Б – Ежедневные записи Нурекской ГЭС за период с января 1991 по июль 2011

Приложение В – Ежедневные записи выработки каскада Вахш за период с января 2004 по май 2011

Приложение Г – Результаты моделирования.

Приложение Д – Водозаборы внутри Таджикистан