

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и
электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ М. В. Кочетков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СРАБОТКИ-НАПОЛНЕНИЯ
ВОДОХРАНИЛИЩ КАСКАДА ЛАДОЖСКИХ ГЭС**

13.04.02. Электроэнергетика и электротехника
13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель	_____	Директор СШФ СФУ, к.т.н.	Е.Ю. Затева
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		К.С. Бобылева
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Рецензент	_____	Начальник Верхне-Свирской ГЭС КЛГЭС ПАО «ТГК-1»	О.В. Кухтин
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		А.А. Чабанова
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

АННОТАЦИЯ

В процессе эксплуатации водохранилищ необходимо стремиться к рациональному использованию его ресурсов. Оптимальное регулирование стока является сложной многокритериальной задачей.

При выборе режима управления речным стоком, а также при его оценке нельзя ограничиваться только экономической выгодой от дополнительной выработки электроэнергии. Перед эксплуатирующей организацией стоят такие задачи как: безопасность гидротехнических сооружений, оборудования и людей, безопасных пропусков половодья.

Для каскада Ладожских ГЭС управление водными ресурсами имеет важное значение в виду использования водохранилищ не только в энергетических целях, но и в целях удовлетворений нужд различных водопользователей.

Анализ фактических режимов работы каскада показал, что при эксплуатации водохранилищ имели место необоснованные холостые сбросы, неоднократное превышение уровня воды выше нормального подпорного уровня, иногда даже выше форсированного подпорного уровня. Существующее ведение режимов, при которых в водохранилище поддерживается НПУ с целью получения экономического эффекта, приносит лишь краткосрочный результат, и в долгосрочной перспективе приводит к холостым сбросам и потере выработки электроэнергии и финансовым убыткам. Кроме того, водохранилища каскада эксплуатируются при непроектных отметках, что угрожает безопасному функционированию гидротехнических сооружений и безопасности населения.

В диссертации табличным методом для выбранного интервала времени проведены водноэнергетические расчеты для многолетнего и суточного регулирования водохранилища Верхне-Свирской ГЭС и суточного регулирования водохранилища Нижне-Свирской ГЭС. Благодаря более полному использованию емкости водохранилищ за весь расчетный период отсутствовали холостые сбросы, была получена дополнительная выработка электроэнергии, показана возможность эксплуатации водохранилищ при отметках, не превышающих проектных значений. Даны рекомендации по эксплуатации водохранилищ.

Ключевые слова: каскад ГЭС, водноэнергетический режим, водохранилище, выработка электроэнергии, регулирование стока.

АВТОРЕФЕРАТ

Тема магистерской диссертации: «Оптимизация режима сработки-наполнения водохранилищ каскада Ладожских ГЭС».

Актуальность:

Гидроэнергетики заинтересованы в рациональном использовании водных ресурсов водохранилищ, надежности и безопасности гидротехнических сооружений и оборудования.

Существующее регулирование режима водохранилищ каскада Ладожских ГЭС приводит к нерациональному распределению водных ресурсов, необоснованным холостым сбросам, что влечет за собой потери выработки электроэнергии и упущенной выручки. За период эксплуатации наблюдались неоднократные превышения уровня воды в верхнем бьефе выше нормального подпорного уровня, а иногда даже выше форсированного подпорного уровня, что может угрожать безопасному функционированию гидротехнических сооружений и безопасности населения.

Цель работы: оптимизация режима сработки-наполнения водохранилищ каскада Ладожских ГЭС.

Основные задачи:

- провести анализ существующих режимов сработки-наполнения водохранилищ каскада;
- собрать и обработать исходную информацию, необходимую для проведения водноэнергетических расчетов;
- на выбранном интервале времени определить оптимальный режим сработки-наполнения Верхне-Свирского водохранилища при многолетнем регулировании стока;
- провести водноэнергетические расчеты для суточного регулирования водохранилищ Верхне-Свирской ГЭС и Нижне-Свирской ГЭС;
- сравнить фактические и расчетные режимы сработки-наполнений водохранилищ, дать рекомендации.

Объект исследования: Верхне-Свирская и Нижне-Свирская ГЭС каскада Ладожских ГЭС.

Структура и объем диссертации: работа состоит из введения, четырех глав, заключения, приложений и списка использованных источников. Материал изложен на 88 страницах (без учета приложений), содержит 31 рисунок и 23 таблицы (без учета таблиц и рисунков в приложениях).

Содержание работы:

В первой главе рассмотрена актуальность оптимизации режимов сработки-наполнения водохранилищ каскада: приведены основные сведения об исследуемом объекте, проведен анализ водноэнергетических режимов каскада, а также представлены основные требования по регулированию режимов водохранилищ.

Во второй главе приведены общие сведения о типах регулирования стока. Проведены водноэнергетические расчеты режимов работы Верхне-Свирской

ГЭС при многолетнем регулировании стока. Сделаны выводы, проведен сравнительный анализ расчетных режимов и фактических, даны рекомендации по ведению водноэнергетических режимов.

В третьей главерассмотрены основные данные по энергосистеме Северо-Запада, необходимые для проведения расчетов. Выполнены водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Верхне-Свирского водохранилища. Приведены результаты и выводы.

В четвертой главе проведены водноэнергетические расчеты при суточном регулировании водохранилища Нижне-Свирской ГЭС. Приведены результаты и выводы.

В заключениисформулированы основные результаты работы, даны рекомендации по эксплуатации водохранилищ каскада, а также намечен курс для дальнейшего развития работы.

Дальнейшее развитие работы: работа может послужить основой к созданию программного комплекса для автоматизации расчетов водноэнергетических режимов работы каскада Ладожских ГЭС, где будут учтены все допущения, принятые в рамках магистерской диссертации.

Практическое применение: результаты работы могут применяться при планировании водноэнергетических режимов работы каскада, а также при доработке «Правил использования водных ресурсов водохранилищ на реке Свирь».

ABSTRACT

Theme of the master's dissertation: «Optimization of the mode of drawdown-filling reservoirs of the cascade of the Ladoga hydroelectric station».

Relevance:

Hydropower companies are interested in the rational use of water resources of reservoirs, the reliability and safety of hydraulic structures and equipment.

The existing regulation of the reservoir regime of the Ladoga hydroelectric station cascade leads to an irrational distribution of water resources, unjustified idle discharges, which leads to a loss of electricity generation and lost profits. During the period of operation, repeated water levels in the upstream were observed above the normal retaining level, and sometimes even above the forced retaining level, which threatens the safe operation of hydraulic structures and the safety of the population.

The purpose of the work: optimization of the drawdown mode-filling reservoirs of the cascade of the Ladoga hydroelectric station.

Main tasks:

- to analyze the existing regimes of the drawdown-filling of the cascade reservoirs;
- to collect and process the initial information necessary for carrying out water and energy calculations;
- on the selected time interval, determine the optimum mode of the drawdown-filling of the Upper Svirsky reservoir with multi-year flow regulation;
- conduct water and energy calculations for daily regulation of the reservoirs of the Upper Svirskaya HPP and the Nizhne-Svirskaya HPP;
- compare the actual and estimated flow-out regimes of reservoirs, make recommendations.

Object of study: Verkhne-Svirskaya and Nizhne-Svirskaya hydroelectric stations of the Ladoga hydroelectric station cascade.

The structure and scope of the thesis: the work consists of an introduction, four chapters, conclusion, applications and a list of references. The material is presented on page 88 (excluding applications), contains 31 figures and 23 tables.

The content of the work:

In the first chapter, the relevance of optimizing the cascade reservoir flow-filling regimes is considered: basic information about the object under study is presented, the existing water-energy regimes of the cascade are analyzed, and the basic requirements for reservoir regulation are presented.

The second chapter provides general information about the types of flow regulation. Water and energy calculations of the operating modes of the Upper Svirskaya HPP with long-term flow regulation were carried out. The conclusions were made, a comparative analysis of the calculated and actual regimes was carried out, recommendations were given on the management of water and energy regimes.

The third chapter discusses the basic data on the power system of the North-West, necessary for carrying out calculations. Water and energy calculations were

carried out with daily regulation of the Upper Svirsky reservoir. The results and conclusions are given.

In the fourth chapter, water and energy calculations are carried out with daily regulation of the reservoir of the Nizhne-Svirskaya HPP. The results and conclusions are given.

In conclusion, the main results of the work were formulated, recommendations on the operation of the reservoirs of the cascade were made, and a course was outlined for further development of the work.

Further development of the work: The work can serve as the basis for creating a software package for automating calculations of the water and energy modes of operation of the Ladoga HPP cascade, which will take into account all the assumptions made in the master's thesis.

Practical application: the results of the work can be applied when planning the water-energy modes of the cascade, as well as when finalizing the «Rules for the use of water resources of reservoirs on the Svir River».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Актуальность оптимизации режимов сработки-наполнения водохранилищ каскада Ладожских ГЭС	10
1.1 Характеристики гидроузлов, основные параметры водохранилищ	10
1.2 Основные характеристики водотоков	17
1.3 Регулирование режима функционирования водохранилищ	19
1.4 Анализ исходных данных	23
2 Водноэнергетические расчеты режимов работы Верхне-Свирской ГЭС в многолетнем разрезе	31
2.1 Общие сведения о типах регулирования стока	31
2.2 Многолетнее регулирование стока	32
2.3 Водноэнергетические расчеты при многолетнем регулировании стока	34
3 Суточное регулирование Верхне-Свирского водохранилища.....	50
3.1 Общие сведения	50
3.2 Данные по энергосистеме	52
3.3 Водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Верхне-Свирского водохранилища	55
4 Каскадное регулирование	67
4.1 Общие сведения	67
4.2 Водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Нижне-Свирского водохранилища	68
Заключение	83
Список использованных источников	86
Приложение А Гидрологические данные	89
Приложение Б Водноэнергетические расчеты для многолетнего регулирования стока	92
Приложение В Водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Верхне-Свирского водохранилища	107
Приложение Г Водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Нижне-Свирского водохранилища.....	137

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, гидроэнергетика является неотъемлемой частью энергетических систем. Маневренные мощности ГЭС успешно справляются с покрытием пиковых нагрузок и регулированием частоты, тем самым позволяя более рационально использовать топливо на других видах электростанций. Кроме того, гидравлические электростанции используют возобновляемый водный ресурс, что делает себестоимость производимой электроэнергии, в несколько раз меньше чем на ТЭС. Именно по этим причинам развитие гидроэнергетической отрасли является одной из приоритетных задач энергосистем. Поэтому в современный период, характеризующийся бурным научно-техническим прогрессом, рациональное использование природных ресурсов стало естественной необходимостью.

В данной работе в качестве объекта исследования будем рассматривать каскад Ладожских ГЭС, расположенный на реке Свирь.

Верхне-Свирская и Нижне-Свирская ГЭС в составе каскада эксплуатируются с 1952 года. Водохранилища каскада имеют разную степень зарегулированности, а в виду каскадного использования связаны между собой гидравлически, гидрологически и водохозяйственно.

Каскад принадлежит основной генерирующей компании Северо-Запада ПАО «ТГК-1». Политика компании в области энергоэффективности и энергосбережения направлена на рациональное использование водных ресурсов водохранилищ гидроэлектростанций, входящих в ее состав [1]. Естественно, любая гидрогенерирующая компания заинтересована в максимально эффективном использовании водных ресурсов, направленных на производство электроэнергии и, как результат, в увеличении выручки за счет продажи электроэнергии на рынке.

Но, помимо нужд энергетики эксплуатирующие организации так должны планировать водноэнергетический режим, чтобы удовлетворять потребности и других неэнергетических водопользователей.

Так, основным участником водохозяйственного комплекса каскада Ладожских ГЭС является судоходство. Гидроузлы входят в очень важное звено глубоководной транспортной системы России – Волго-Балтийский водный путь, который соединяет бассейны Каспийского и Балтийского морей. По данному пути осуществляются как пассажирские, так и грузовые перевозки, поставляющие полезные ископаемые, пиломатериалы и зерно.

Кроме того, персонал станции должен обеспечить безопасную эксплуатацию подпорных сооружений, образующих водохранилища, безопасность населения, жилищ, предприятий и хозяйств в верхнем и нижнем бьефах гидроузла [2].

В связи с этим решение задачи оптимального регулирования водохранилищ становится многокритериальной и непростой [3].

За весь период эксплуатации водохранилищ каскада неоднократно допускалась работа гидроэлектростанций при отметках выше НПУ, даже в

меженный период, что впоследствии приводило к холостым сбросам, потере выработки и даже достижению водохранилищами ФПУ. Нерациональное использование водных ресурсов, а также недооценка потенциала приводит не только к упущенной выручке, но и к штрафам из-за невыполнения команд системного оператора, в виду нехватки водных ресурсов для выдачи заданной мощности.

В настоящее время существует много научных работ, посвященных оптимизации водноэнергетических режимов работы ГЭС, созданию программных комплексов для расчетов режимов. Но нет работ, посвященных подробному описанию водноэнергетических режимов каскада Ладожских ГЭС с приведением примеров расчетов, кроме того на каскаде отсутствует отчетная документация, посвященная анализу режимов сработки-наполнения водохранилищ с указаниями на ошибки, допускаемые при эксплуатации водохранилищ и рекомендациями по устранению этих ошибок.

В качестве основной идеи работы примем предположение, что можно организовать эксплуатацию водохранилищ каскада без использования холостых сбросов за счет более полного использования полезной емкости водохранилищ и получить при этом дополнительную выработку электроэнергии в сравнении с фактическими данными.

Цели и задачи данной работы указаны в автореферате к магистерской диссертации.

1 Актуальность оптимизации режимов сработки-наполнения водохранилищ каскада Ладожских ГЭС

1.1 Характеристики гидроузлов, основные параметры водохранилищ

Верхне-Свирская и Нижне-Свирская ГЭС входят в состав Каскада Ладожских гидроэлектростанций. Верхне-Свирская ГЭС расположена на расстоянии 127 км от устья р. Свирь, а Нижне-Свирская ГЭС находится на расстоянии 82 км от устья.

Строительство Верхне-Свирской ГЭС начато в 1938 г. и приостановлено из-за начала Великой Отечественной войны. Лишь спустя 2 года после завершения Великой Отечественной войны в 1947 г. строительство было вновь возобновлено. В 1951 г. была произведена установка первого гидроагрегата, а в феврале 1952 г. был выполнен первый пуск. В конце 1952 г. электростанция была запущена в эксплуатацию. Наполнение водохранилища происходило в 1951-1952 гг.

Начало строительства Нижне-Свирской ГЭС – 19 октября 1927 г., первый гидроагрегат пущен в эксплуатацию 19 декабря 1933 г., через год второй и третий гидроагрегаты набрали полную мощность, а в 1935 г. установлена последняя четвертая турбина. В 1944 г. началось восстановление станции после войны, а через четыре года станция снова заработала на полную мощность. Первоначальное наполнение водохранилища происходило в 1933-1934 гг.

Установленная мощность Верхне-Свирской ГЭС составляет 160 МВт. Установленная мощность Нижне-Свирской ГЭС составляет 99 МВт, располагаемая – 91,3 МВт.

Водохранилище Верхне-Свирской ГЭС позволяет осуществлять многолетнее, годовое, недельное и суточное регулирование стока.

Емкость водохранилища Нижне-Свирской ГЭС достаточна лишь для осуществления суточного регулирования стока.

Верхне-Свирское водохранилище состоит из двух частей: озерной и речной части [4]. Основная часть полезного объема водохранилища (около 95 %) сосредоточена в Онежском озере. Речная часть водохранилища состоит из трех участков: от Онежского озера до Ивинского разлива (0-35 км от истока р. Свирь), Ивинский разлив (35-47 км), от Ивинского разлива до створа Верхне-Свирского гидроузла (47-97 км).

Схема Верхне-Свирского и Нижне-Свирского водохранилищ представлена на рисунке 1.1. Основные характеристики водохранилищ представлены в таблицах 1.1, 1.2.

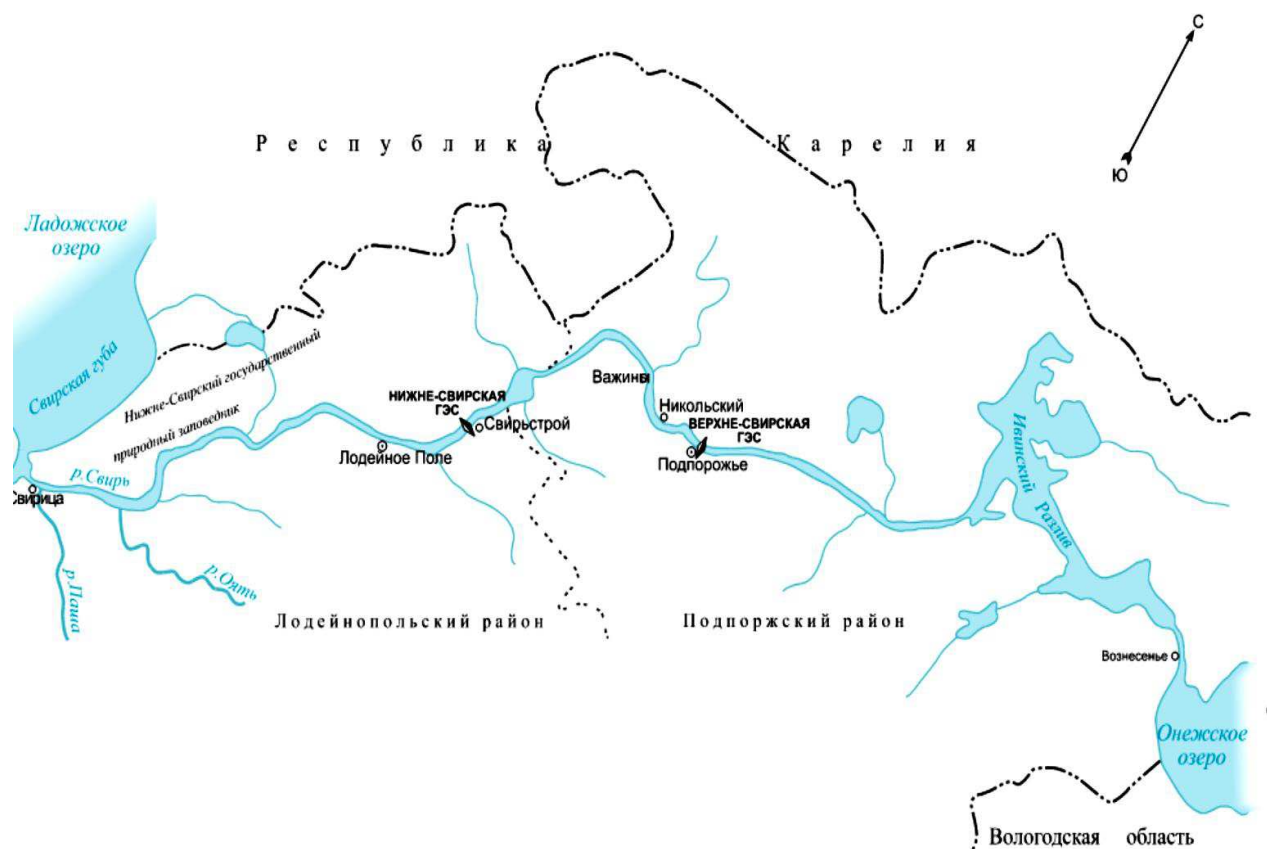


Рисунок 1.1 – Схема Верхне-Сви́рского и Нижне-Сви́рского водохранилищ

Таблица 1.1 – Основные характеристики Верхне-Сви́рского водохранилища (озерной части)

Наименование параметров	Значение параметров
Критический уровень наполнения, м	34,30
Предельный уровень наполнения, м	33,30
Предельный уровень сработки, м	32,00
Минимальный судоходный уровень (с начала навигации до 15 мая), м	32,40
Минимальный судоходный уровень (с 15 мая до конца навигации), м	32,60
Площадь зеркала при НПУ, км ²	9720,0

Полный объем при НПУ, млн. м ³	259800,0
Полезный объем, млн. м ³	12610,0

Таблица 1.2 – Основные характеристики Верхне-Свирского и Нижне-Свирского водохранилищ

Наименование параметров	Значение параметров	
	Нижне-Свирская ГЭС	Верхне-Свирская ГЭС
Форсированный подпорный уровень, м	18,09	33,80
Нормальный подпорный уровень, м	17,95	33,30
Уровень мертвого объема, м	15,35	29,80

Окончание таблицы 1.2

Наименование параметров	Значение параметров	
	Нижне-Свирская ГЭС	Верхне-Свирская ГЭС
Минимальный судоходный уровень верхнего бьефа, м	17,25	31,30
Площадь зеркала при НПУ, км ²	24,4	205,0
Площадь зеркала при УМО, км ²	15,8	55,3
Полный объем при НПУ, млн. м ³	110,74	739,3
Полезный объем, млн. м ³	55,3	590,9

Кривые зависимости объемов водохранилищ Верхне-Свирской и Нижне-Свирской ГЭС от уровня воды в верхнем бьефе, а также кривые связи расходов и уровней воды в нижнем бьефе Нижне-Свирской ГЭС представлены на рисунках 1.2-1.6.

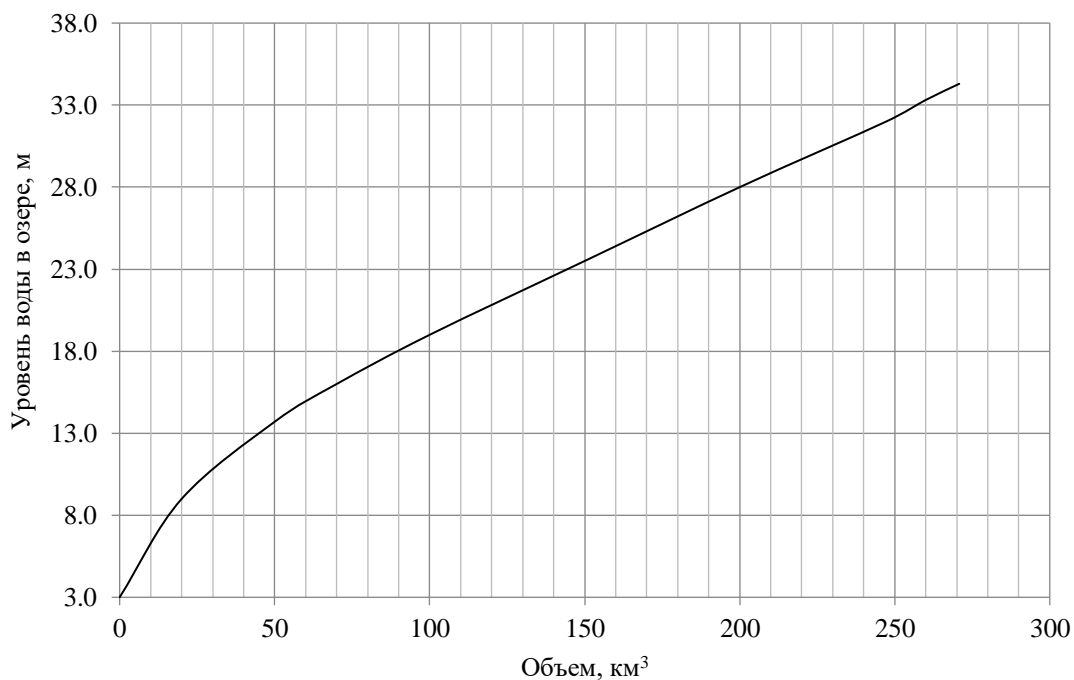


Рисунок 1.2 – Зависимость объема озерной части водохранилища Верхне-Свирской ГЭС от уровней воды в Онежском озере

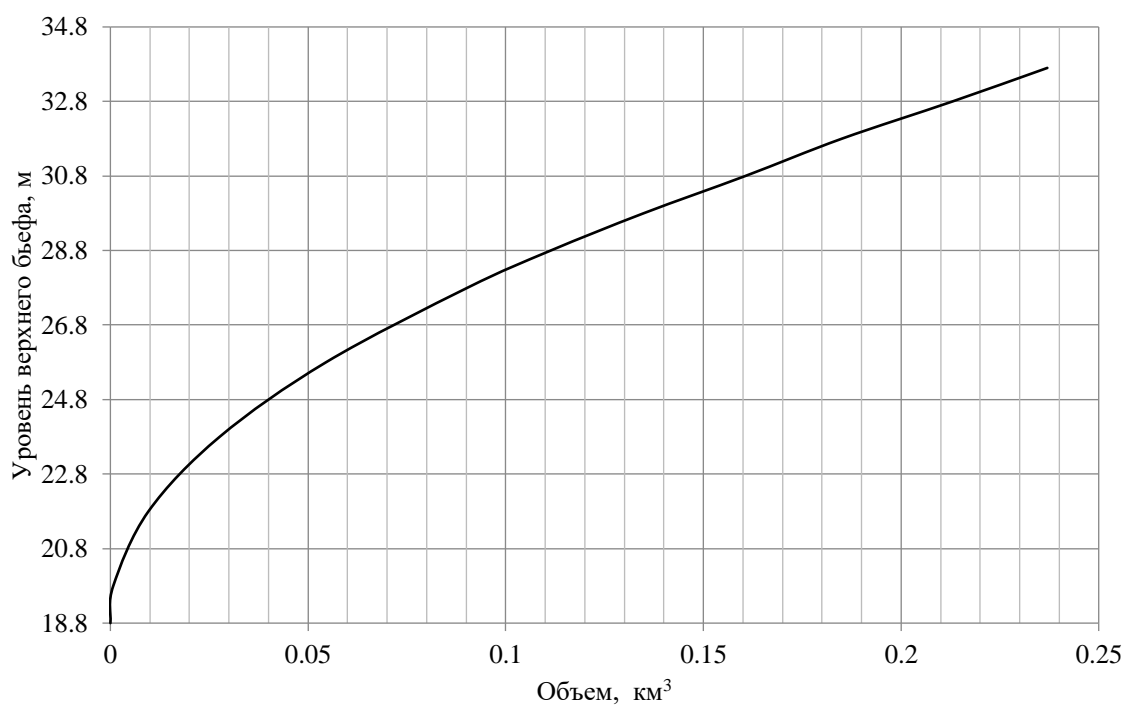


Рисунок 1.3 – Зависимость объема речной части водохранилища Верхне-Свирской ГЭС от уровней воды в верхнем бьефе

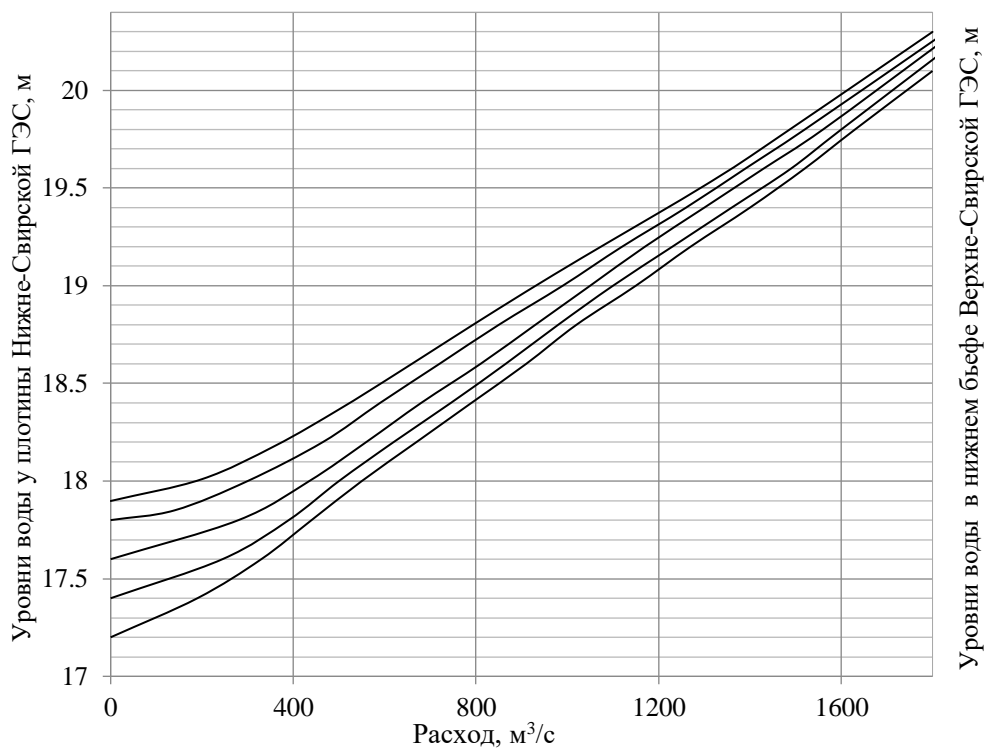


Рисунок 1.4 – Кривые связи расходов и уровней воды в нижнем бьефе Верхне-Свирской ГЭС при различных отметках уровней воды у плотины Нижне-Свирской ГЭС

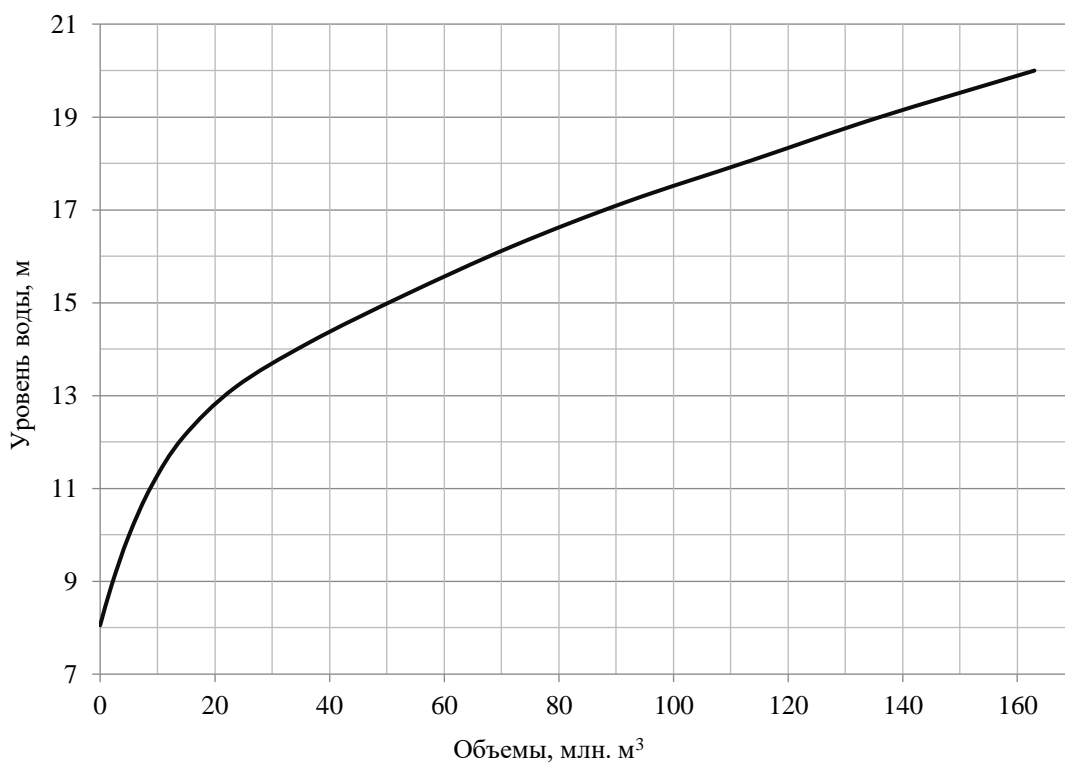


Рисунок 1.5 – Зависимость объема водохранилища Нижне-Свирской ГЭС от уровней воды в верхнем бьефе

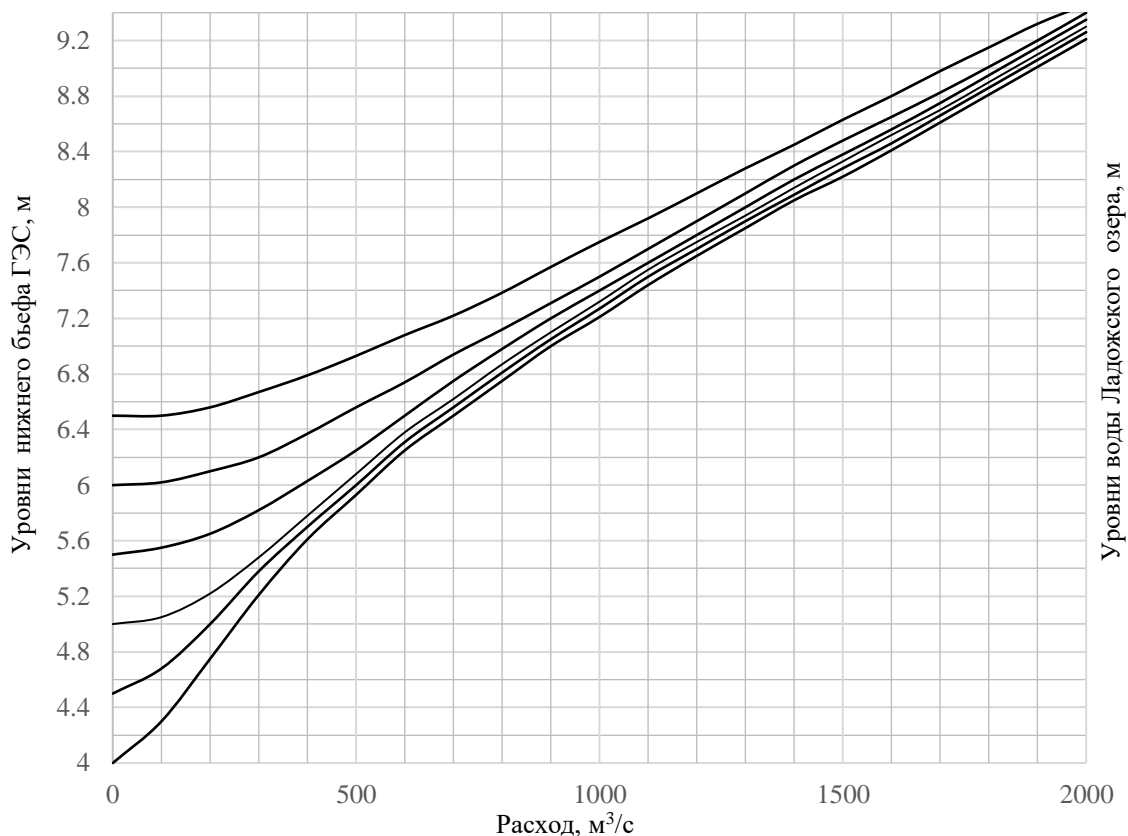


Рисунок 1.6 – Связь расходов и уровней воды в нижнем бьефе Нижне-Свирской ГЭС при различных отметках уровня воды Ладожского озера

Важным обстоятельством при регулировании стока является гидравлическая связь озерной и речной частей. В подпоре от плотины Верхне-Свирской ГЭС находится Онежское озеро. Положение уровня воды у плотины зависит от положения уровня воды в озере и от величины расхода воды, используемого в каждый момент ГЭС. С увеличением расхода воды, пропускаемого через ГЭС, влияние подпора на положение уровня воды у плотины увеличивается. Теоретически, если бы расход через ГЭС был равен нулю, то постепенно отметка у плотины сравнялась бы с отметкой Онежского озера. Но, фактически такого режима не бывает и отметка Онежского озера в каждый момент времени выше отметки уровня воды у плотины.

Зависимость расходов в створе Верхне-Свирского гидроузла от уровней воды Онежского озера при различных расходах приведена на рисунке 1.7.

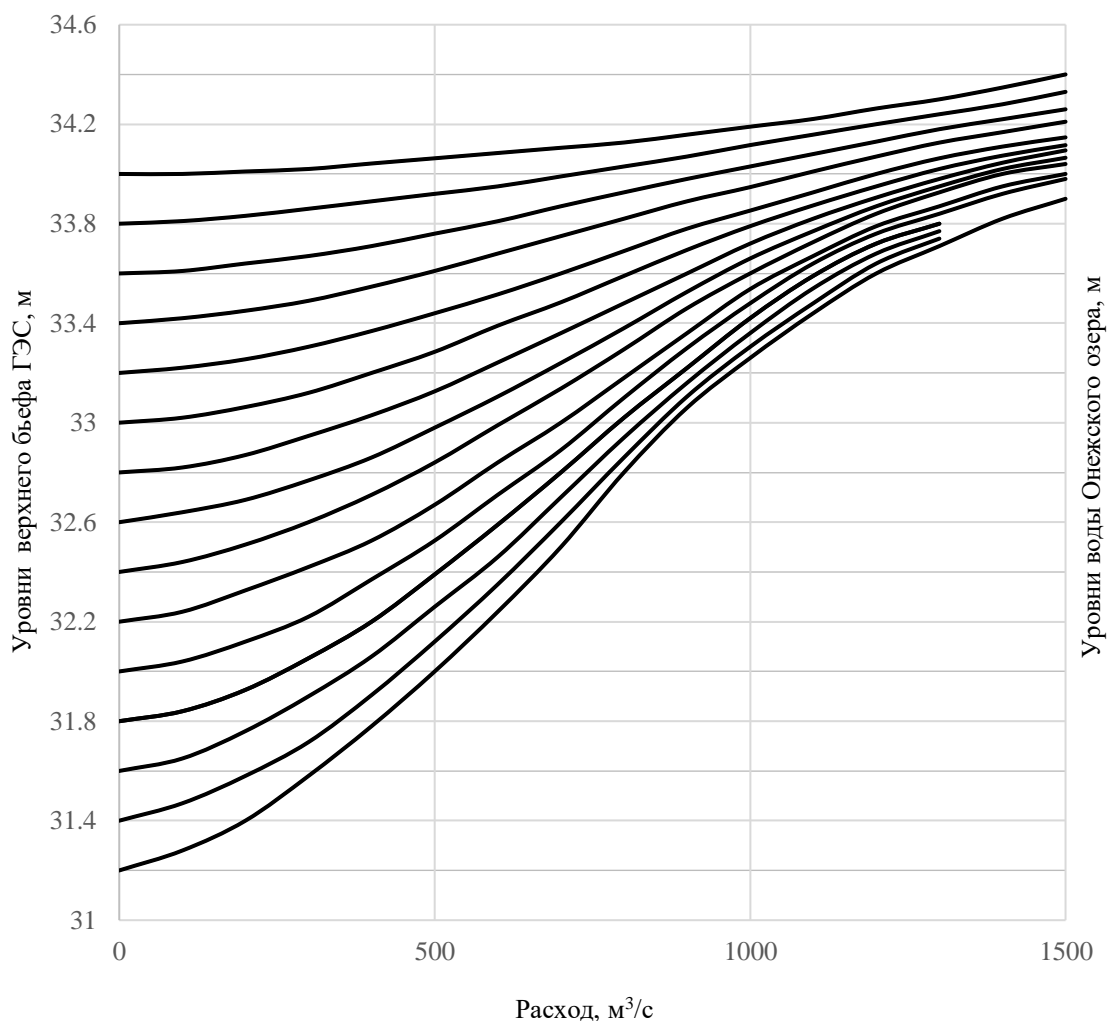


Рисунок 1.7 – Зависимость расходов в створе Верхне-Свирской ГЭС от уровней воды Онежского озера при различных уровнях у плотины Верхне-Свирской ГЭС

Пропуск расходов гидроузлами осуществляется через ГЭС и водосливные плотины.

Пропускная способность гидротурбины Верхне-Свирской ГЭС при расчетном напоре (14,00 м)– 370 м³/с, суммарная пропускная способность – 1480 м³/с. Пропускная способность гидротурбины Нижне-Свирской ГЭС при расчетном напоре (11,00 м) 290 м³/с, суммарная пропускная способность 1160 м³/с.

Суммарная пропускная способность водосливной плотины Верхне-Свирской ГЭС при НПУ составляет 1200 м³/с, при ФПУ – 1600 м³/с. Суммарная пропускная способность водосливной плотины Нижне-Свирской ГЭС при НПУ составляет 2075 м³/с, при ФПУ – 2199 м³/с.

Характерные мощности Верхне-Свирской и Нижне-Свирской ГЭС представлены в таблице 1.3. Характерные напоры представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.3 – Характерные мощности ГЭС Верхне-Свирской и Нижне-Свирской ГЭС

Параметр	Верхне-Свирская ГЭС	Нижне-Свирская ГЭС
Установленная мощность ГЭС, МВт	160	99
Располагаемая мощность, МВт	160	91,3
Гарантированная мощность ГЭС, МВт	46	39

Таблица 1.4 – Характерные напоры Верхне-Свирской и Нижне-Свирской ГЭС

Параметр	Верхне-Свирская ГЭС	Нижне-Свирская ГЭС
Максимальный напор, м	17,0	12,5
Минимальный напор, м	11,0	8,0
Расчетный напор, м	14,0	11,0

Водные ресурсы Верхне-Свирского и Нижне-Свирского водохранилищ используются для выработки электроэнергии, судоходства.

Верхне-Свирская ГЭС и Нижне-Свирская ГЭС выполняют следующие функции в Единой энергетической системе России [5]:

- генерация активной и реактивной мощности и выработка электроэнергии;
- участие в суточном регулировании графиков нагрузки;
- участие в оперативном первичном регулировании частоты;
- участие в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков мощности.

Расход, обеспечивающий требования водохозяйственного комплекса, в период с апреля по август составляет 250 м³/с, в период с сентября по март – 200 м³/с. Санитарный попуск (круглогодичный) составляет 100 м³/с.

Предельно допустимая суточная амплитуда колебания уровней в верхнем и нижнем бьефах гидроузла в навигационный период ограничивается необходимостью поддержания минимальных судоходных уровней, обеспечивающих гарантированные глубины на судовых трассах и необходимые глубины на шлюзах. Минимальный судоходный уровень в нижнем бьефе Верхне-Свирской ГЭС составляет 17,50 м, в нижнем бьефе Нижне-Свирской ГЭС – 4,80 м.

Судоходный шлюз работает в соответствии с «Правилами пропуска судов через шлюзы внутренних водных путей», утвержденными приказом Минтранса России от 3 марта 2014 года № 58 (с изменениями на 16 июня 2015 года). Руководство и организация пропуска судов через шлюз осуществляется диспетчерской службой Свирского района гидросооружений и судоходства федерального бюджетного учреждения «Администрация «Волго-Балт».

Доля воды, забираемой из р. Свирь для коммунально-бытового водоснабжения, составляет 15%, для энергетики – 76%, для промышленности – 4%, для прочих отраслей экономики – 5 % [6].

1.2 Основные характеристики водотоков

Онежское озеро – второй по величине пресноводный водоем в Европе, одно из великих озер мира. Площадь водосбора составляет 66284 км².

Наибольшая часть озера (около 71 %) находится на территории республики Карелия, оставшаяся часть расположена в Архангельской, Вологодской и Ленинградской областях.

Притоками Онежского озера являются 1153 реки, но лишь одна вытекает – река Свирь, которая является основным притоком Ладожского озера. Из всех 1153 рек лишь у 52 длина превышает 10 км. Основными и наиболее крупными реками, впадающими в озеро, являются: Шуя, Водла и Суна. Суммарный сток этих рек составляет примерно 61 % от общего притока в озеро

Замерзание Онежского озера, начинается с конца ноября – начала декабря с промерзания мелководных участков озера и губ. Уже к концу второй декады декабря лед образуется над глубинами от 21 до 32 м, а к концу месяца — до 51 м. Открытая глубоководная часть из-за большого запаса, накопленного за летний период тепла и сильного ветрового волнения замерзает лишь в конце января. Максимальное нарастание льда происходит в первые 2-3 декады после установления ледяного покрова. В конце марта толщина льда достигает максимальной величины, которая в среднем колеблется от 55 до 65 (до 90-100) см.

Очищение озера от ледяного покрова происходит в более короткие сроки. Вскрывается ледяной покров начинает в устьях рек под конец апреля. Большая часть площади озера очищается ото льда во 2-й декаде мая в течение недели. Самое раннее вскрытие зафиксировано в середине апреля, самое позднее – в начале июня [7].

По распределению стока внутри года реки бассейна относятся восточноевропейскому типу. Гидрограф притоков к Онежскому озеру представлен на рисунке 1.8.

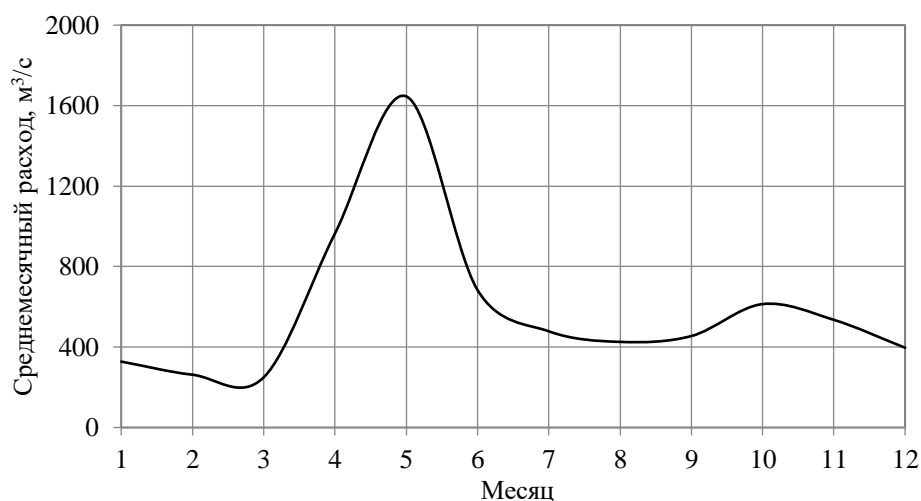


Рисунок 1.8 – Гидрограф притоков к Онежскому озеру

В бассейне Онежского озера наибольшие в году расходы воды всегда наблюдаются при прохождении весеннего половодья. Месяцы с наибольшим притоком апрель и май. Сток характеризуется низкой зимней и летней меженью и летне-осенними паводками, вызываемыми дождями. В целом, доля летне-осеннего притока превышает зимний. Максимальные расходы воды дождевых паводков меньше весенних максимумов.

Максимальное количество годовых осадков – 862 мм, а наименьшее 366 мм. Средний годовой слой осадков – 547 мм.

Наибольшее годовое испарение – 454 мм, а наименьшее – 289 мм. Среднее годовое испарение составляет 371 мм.

Общая протяженность реки Свирь 223 км. Река Свирь берет свое начало из Свирской губы Онежского озера и впадает в Ладожское озеро[6].

Река Свирь расположена в районе обширных низменностей с абсолютными отметками от 0 до 50 м. В верхнем и нижнем течении русло р. Свирь проходит среди приозерных участков, где развита широкая пойма. Вследствие подпора после строительства Верхне-Свирской ГЭС на расстоянии 35-47 км от истока р. Свирь в районе правобережного притока – р. Ивины образовался Ивинский разлив площадью 183 км².

Средняя ширина реки составляет 180-200 м.

Свирь имеет более 30 притоков, наиболее значительными притоками являются реки Паша и Оять. Около 81 % водосбора Свири приходится на Онежское озеро.

Климат в районе ГЭС умеренно-континентальный, характеризующийся продолжительной, сравнительно мягкой зимой, коротким умеренно-теплым летом.

Вдоль реки расположено около 26 населенных пунктов.

Река Свирь имеет смешанное питание с преобладанием снегового. Годовой ход стока воды характеризуется высоким весенним половодьем, низкой зимней и летней меженью и осенними паводками, вызываемыми дождями. Внутригодовое распределение стока определяется работой ГЭС.

В зависимости от метеоусловий период ледостава составляет от 3 до 6 месяцев, начиная с конца ноября. Этапы замерзания и вскрытия от льда на некоторых участках реки протекают разнообразно. Толщина льда может составлять от 45 см до 120 см.

Расходы притока к створу Нижне-Свирской ГЭС увеличиваются, главным образом, за счет р. Важинка [8].

Гидрограф притоков на участке от Верхне-Свирской ГЭС до Нижне-Свирской ГЭС представлен на рисунке 1.9.

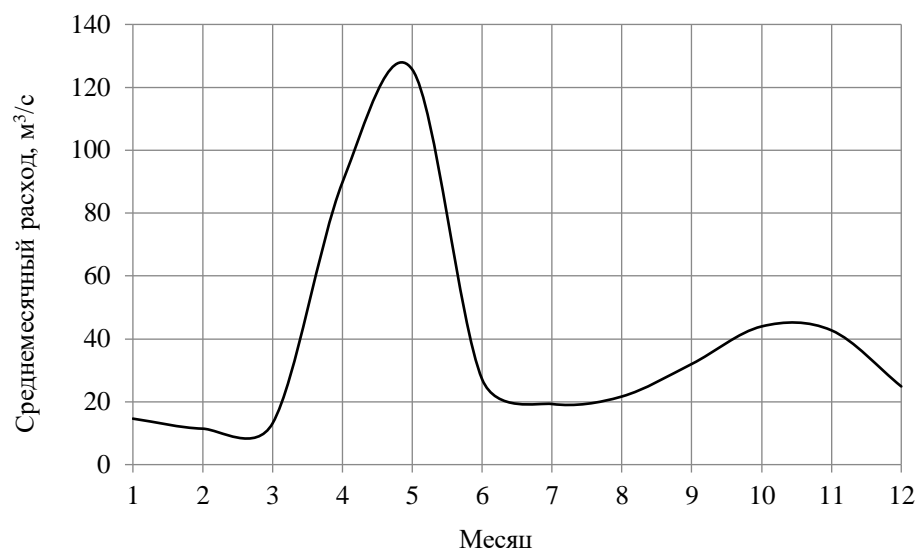


Рисунок 1.9 – Гидрограф притоков на участке от Верхне-Свирской ГЭС до Нижне-Свирской ГЭС

1.3 Регулирование режима функционирования водохранилищ

Регулирование стока производится согласно диспетчерскому графику. Расходы назначаются в соответствии с зоной диспетчерского графика, соответствующей запасу воды в водохранилище и прогнозу притока на данный момент времени.

В случае отклонения от диспетчерских расходов дополнительно накопленные или сброшенные объемы воды должны быть сработаны или восстановлены в ближайшие месяцы. Исключением является меженный навигационный период.

При уровнях воды в Онежском озере ниже минимального судоходного и прогнозе квартального притока ниже среднего, расход воды возможно снизить ниже диспетчерского до предписываемого для этого месяца ближайшей нижней зоны.

При стоянии уровня воды в Онежском озере выше отметок верхней диспетчерской линии уровни у плотины Верхне-Свирской ГЭС с учетом суточного и недельного регулирования должны поддерживаться летом не ниже 31,30 м, зимой – 31,10 м.

Пропуск расходов Верхне-Свирским гидроузлом осуществляется через агрегаты ГЭС и водосливную плотину.

Сброс воды через водосливную плотину производится:

- при достижении уровня воды в Онежском озере выше отметок верхней диспетчерской линии графика и расходах притока превышающих пропускную способность ГЭС;
- при пропуске шуги и торфов;
- в случае необходимости экстренного снижения уровня верхнего бьефа;

– для обеспечения работы Нижне-Свирской ГЭС при остановленных агрегатах Верхне-Свирской ГЭС.

Сработка водохранилища ниже линии минимальных уровней, предписываемых диспетчерским графиком, допускается в исключительных случаях при:

- необходимости срочного ремонта плотины;
- проведении специальных судоходных попусков в нижний бьеф.

Пропуск расходов воды Нижне-Свирским гидроузлом осуществляется через агрегаты ГЭС и водосливную плотину.

Сброс воды через водосливную плотину производится:

- при расходах притока, превышающих пропускную способность агрегатов ГЭС, и невозможности повышения уровней в водохранилище;
- при аварийной остановке станции;
- в случае необходимости экстренного снижения уровня верхнего бьефа.

Порядок маневрирования затворами водосливных плотин определен в документах [9,10].

Нижний бьеф Нижне-Свирского гидроузла находится в подпоре от Ладожского озера. При уровнях озера ниже 4,80 м необходимы специальные судоходные попуски из водохранилища для обеспечения на участке свободного русла длиной 81 км (от створа Нижне-Свирского гидроузла до Ладожского озера) минимальных судоходных уровней.

Для обеспечения устойчивости откосов земляной плотины и берегов скорость понижения уровня воды не должна превышать 30 см в час [9,10].

При наполнении бьефов следует придерживаться медленного поднятия уровня (30 см в час), чтобы обеспечить постепенное повышение кривой депрессии в земляной плотине и наблюдения за сооружениями в период наполнения.

Эксплуатация Верхне-Свирского и Нижне-Свирского водохранилищ регламентировалась «Основными положениями правил использования водных ресурсов водохранилищ Волгобалтийского водного пути от Ладожского озера до Рыбинского водохранилища» (РВ-148-66), утвержденными Минводхозом РСФСР в 1966 г.

В соответствии с указанием Минэнерго СССР от 30.07.1985 г. № ЭС-726 «О выполнении мероприятий, обеспечивающих надлежащее техническое состояние и благоустройство водохранилищ» в 1988 г. Ленинградским отделением института «Гидропроект» были разработаны «Правила эксплуатации водохранилищ Верхне-Свирской и Нижне-Свирской ГЭС на р. Свирь».

В 2006-2007 гг. «Институт Ленгидропроект» – филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» по заданию ОАО «Ленэнерго», согласованному Невско-Ладожским бассейновым водным управлением, разработал «Правила эксплуатации водохранилищ каскада Свирских ГЭС».

Эти документы были согласованы заинтересованными водопользователями, надзорным и контролирующими организациями различного уровня и администрациями Подпорожского и Лодейнопольского районов, однако, не были утверждены ни Министерством природных ресурсов РФ, ни, впоследствии, Федеральным агентством водных ресурсов.

В настоящее время при эксплуатации водохранилища рекомендациями диспетчерского графика не пользуются.

Диспетчерский график использования водных ресурсов Онежского озера представлен на рисунке 1.10.

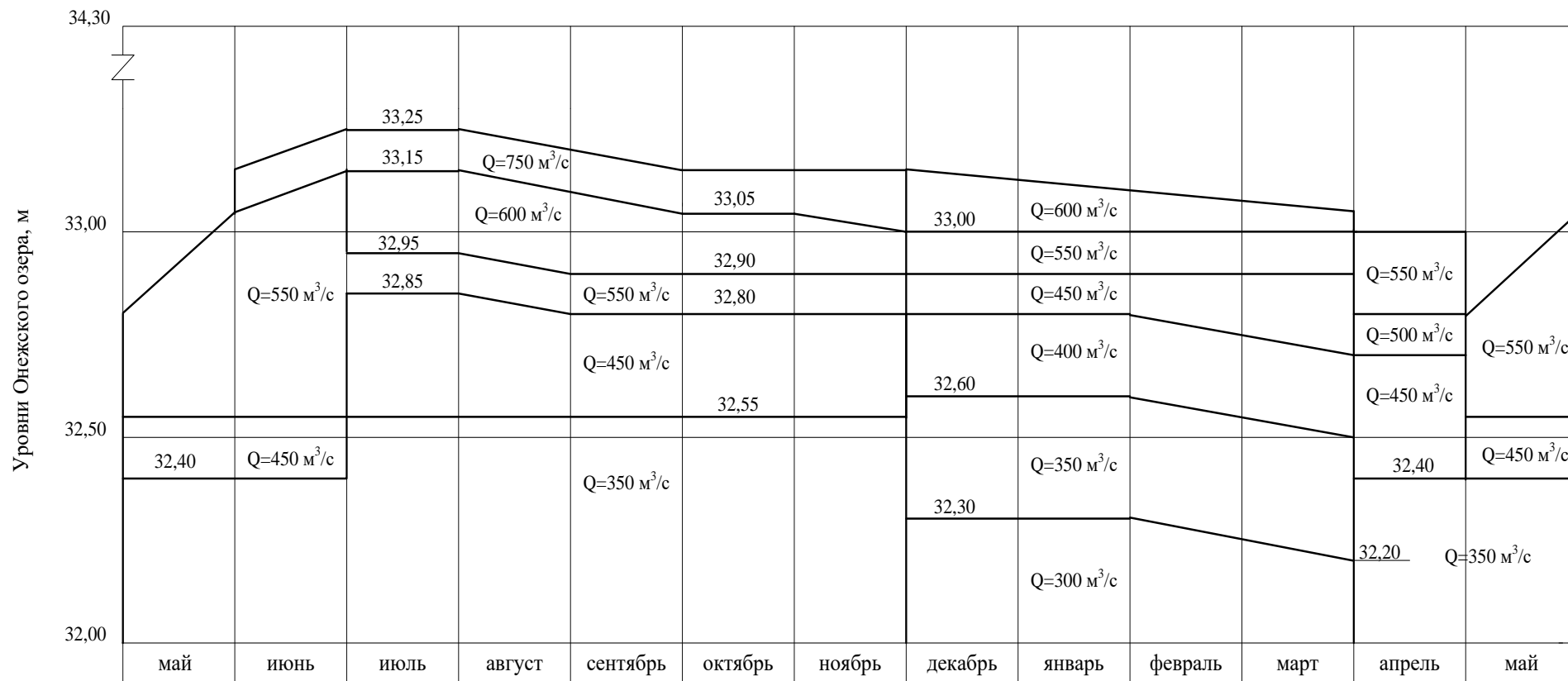


Рисунок 1.10 – Диспетчерский график использования водных ресурсов Онежского озера

1.4 Анализ исходных данных

Для доказательства необходимости проведения работ по оптимизации режима сработки-наполнения водохранилищ каскада выполним анализ режимов работы каскада за период с 1953 г. по 2018 г.

На рисунках 1.11-1.14 представлены графики изменений среднемесячных уровней воды, напоров и расходов через Верхне-Свирскую ГЭС за период эксплуатации с 1953 г. по 2018 г.

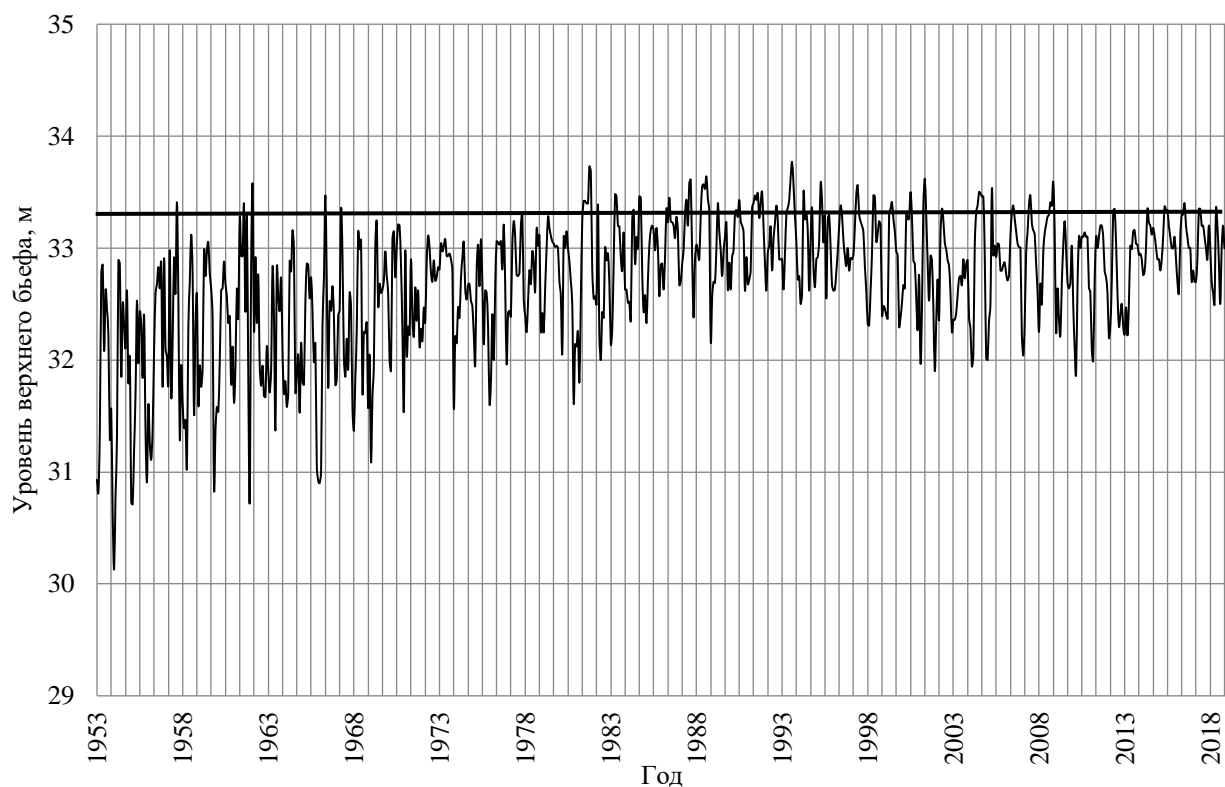


Рисунок 1.11 – График изменений среднемесячных уровней воды в верхнем бьефе Верхне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

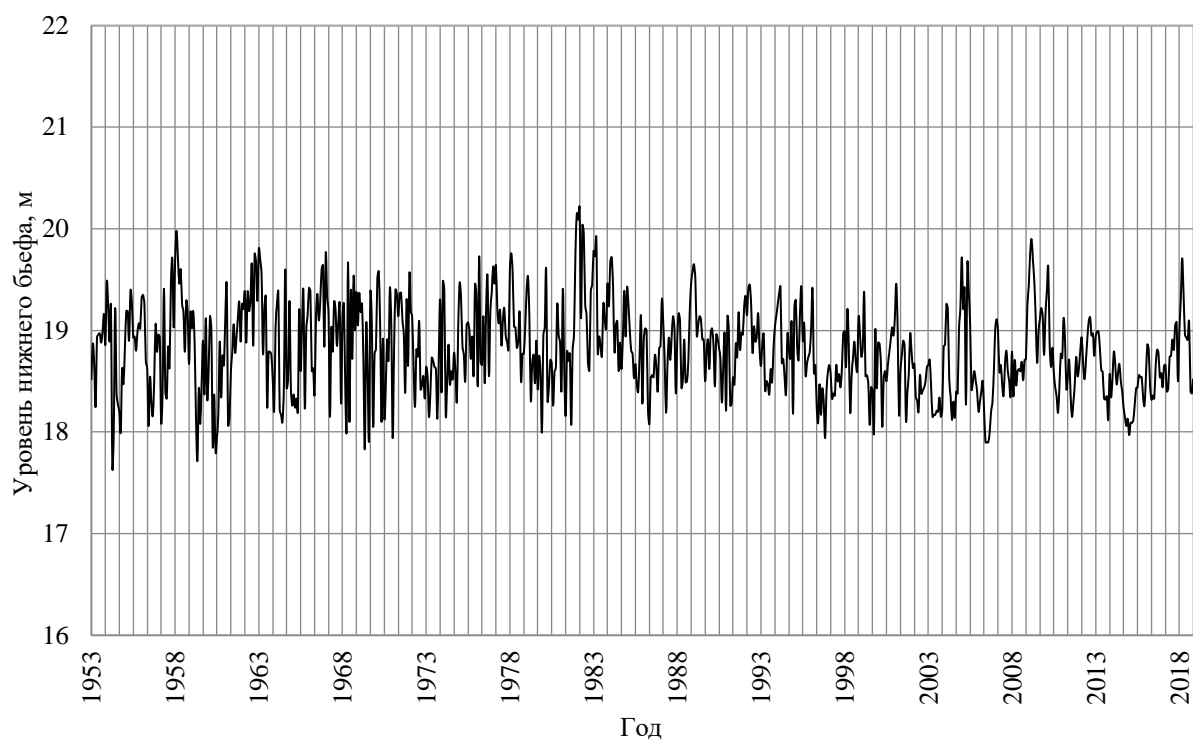


Рисунок 1.12 – График изменений среднемесячных уровней воды в нижнем бьефе Верхне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

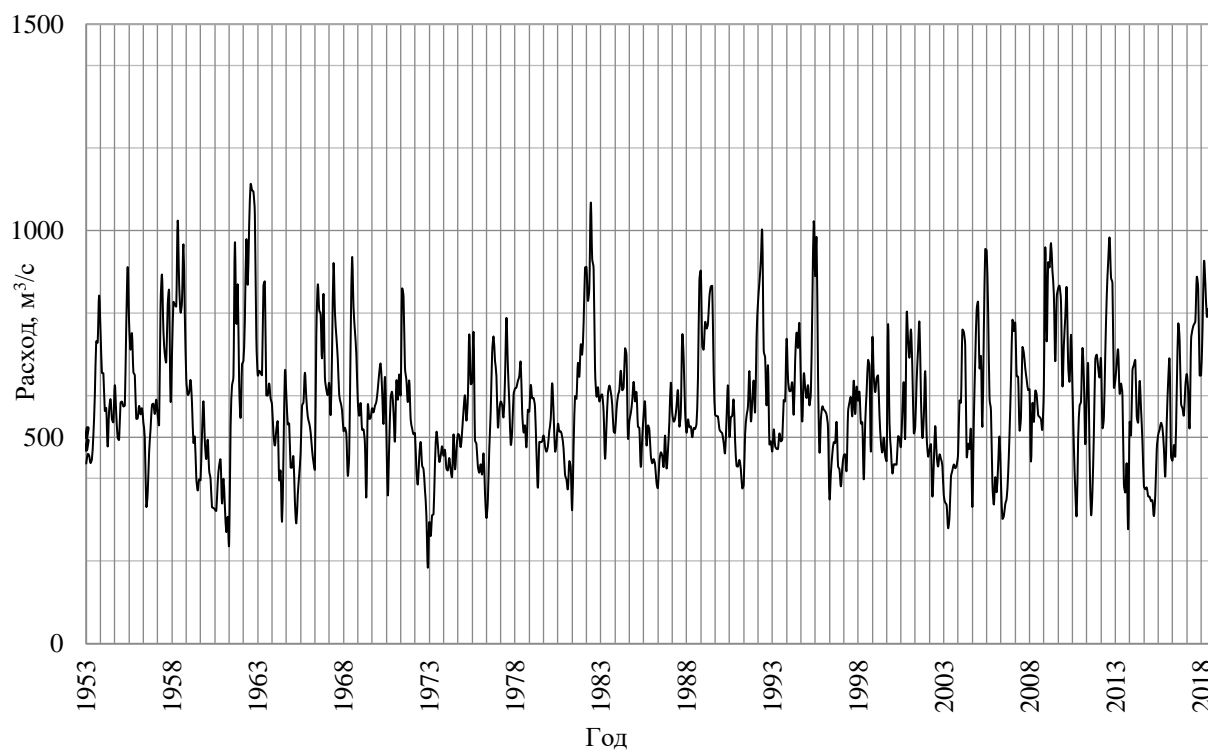


Рисунок 1.13 – График изменений среднемесячных расходов воды через гидротурбины Верхне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

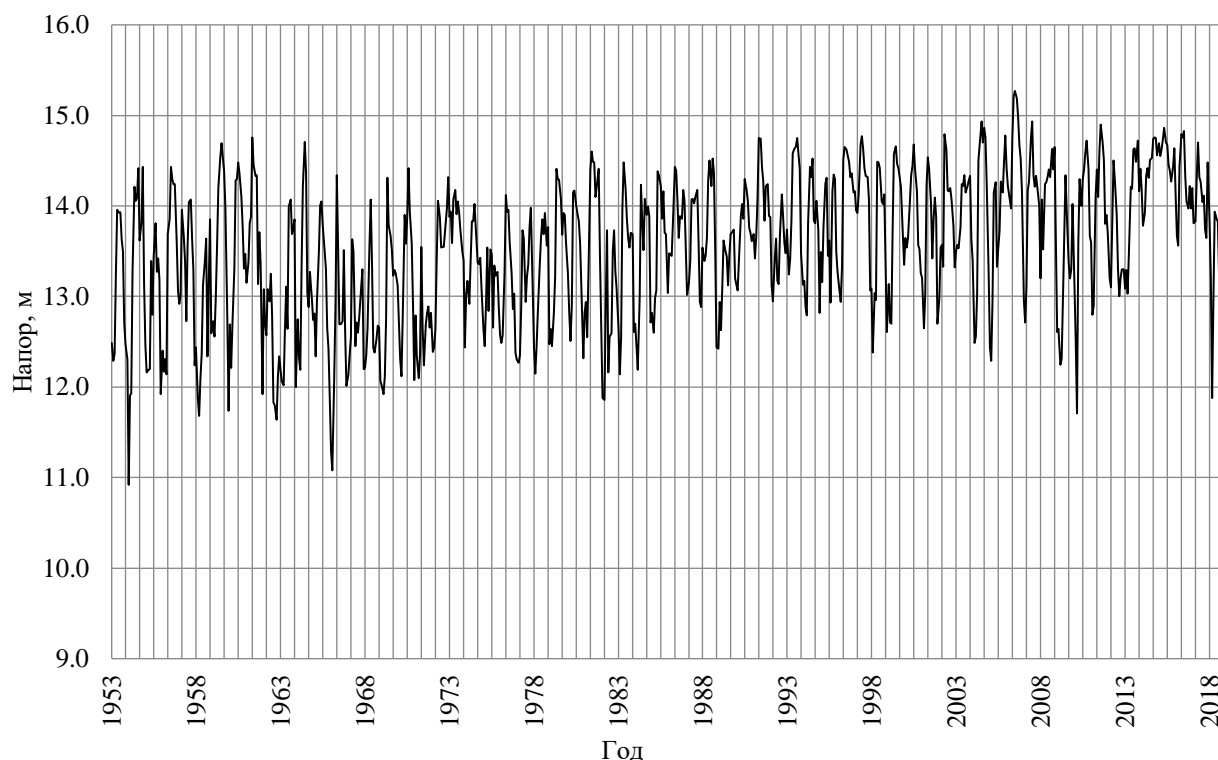


Рисунок 1.14 – График изменений среднемесячных напоров Верхне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

Среднемесячные уровни в створе Верхне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг. изменялись от 30,13 м (январь 1954 г.) до 33,77 м (август 1993 г.). Большую часть времени отметка водохранилища поддерживалась близкой к НПУ. Кроме того, за весь период эксплуатации отметка верхнего бьефа неоднократно превышала НПУ. Причем превышение отметок наблюдалось в годы различной водности. В маловодных годах превышение происходило в период половодья (апрель, май) и даже в период летней межени. В многоводные годы превышение наблюдалось в период с начала половодья и до наступления осенних паводков включительно.

Видно, что не использовался полезный объем водохранилища с целью задержания стока половодья и использования его в течение межени для уменьшения бесполезных сбросов стока половодья.

В зимний период хоть и производилась сработка водохранилища, но в период половодья аккумулировались большие объемы воды и далее до конца следующей межени отметка поддерживалась ближе к отметке НПУ, что приводило к повышению уровней воды выше НПУ и приводило к холостым сбросам.

Минимальный среднемесячный напор составил 10,92 м (январь 1954 г.), максимальный – 15,27 м (июль 2006 г.).

Среднемесячные расходы через гидротурбины ГЭС менялись от 184 м³/с до 1112 м³/с.

Стоит отметить, что в периоды превышения уровня воды в водохранилище выше НПУ не использовалась полная пропускная способность гидротурбин, при этом производились холостые сбросы.

Максимальные значения холостых сбросов за период эксплуатации с 1953 по 2018 гг. представлены на рисунке 1.15.

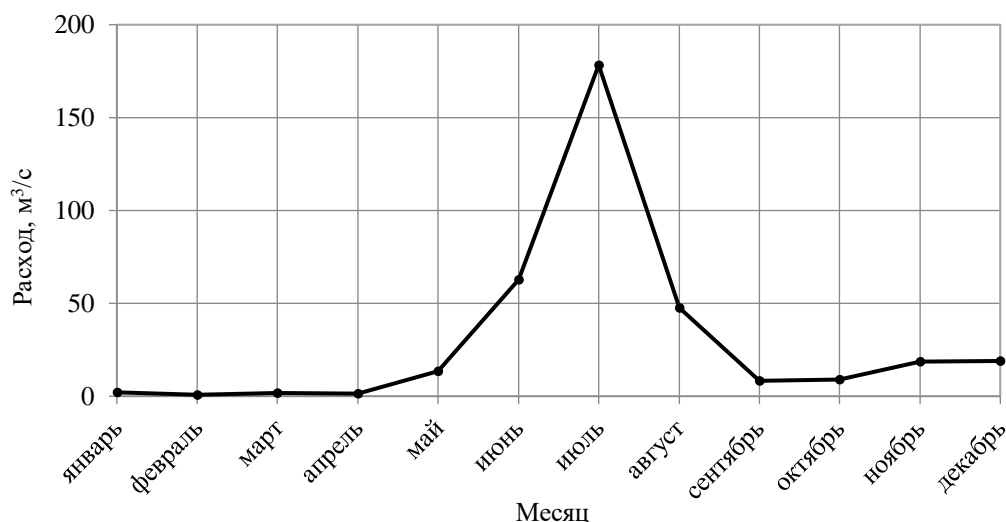


Рисунок 1.15 – Максимальные среднемесячные значения холостых сбросов Верхне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

Объем холостых сбросов за анализируемый период составил 4,1 км³ при максимальном значении – 0,559 км³ в 1992 году и отсутствии сбросов в 1954, 1955, 1982, 1989, 1990, 1994, 1998-2000, 2002, 2003, 2005, 2006 годах.

Максимальный месячный объем холостых сбросов составил 0,477 км³ в июле 1992 года.

Суммарный объем потеряннного стока эквивалентен потере в выработке в размере 134,6 млн. кВт·ч.

В таблице 1.5 представлены среднемесячные значения мощности Верхне-Свирской ГЭС за период эксплуатации с 1953 по 2018 гг.

Таблица 1.5 – Среднемесячные значения мощности Верхне-Свирской ГЭС за период эксплуатации с 1953 по 2018 гг.

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Среднемесячная мощность, МВт	59	60	60	64	72	71	70	68	68	67	61	65

Максимальное значение среднемесячной мощности составило 124 МВт (май 2009 г.), минимальное – 22 МВт (декабрь 1972 г.).

На рисунках 1.16-1.19 представлены графики изменений среднемесячных уровней воды, напоров и расходов через Нижне-Свирскую ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

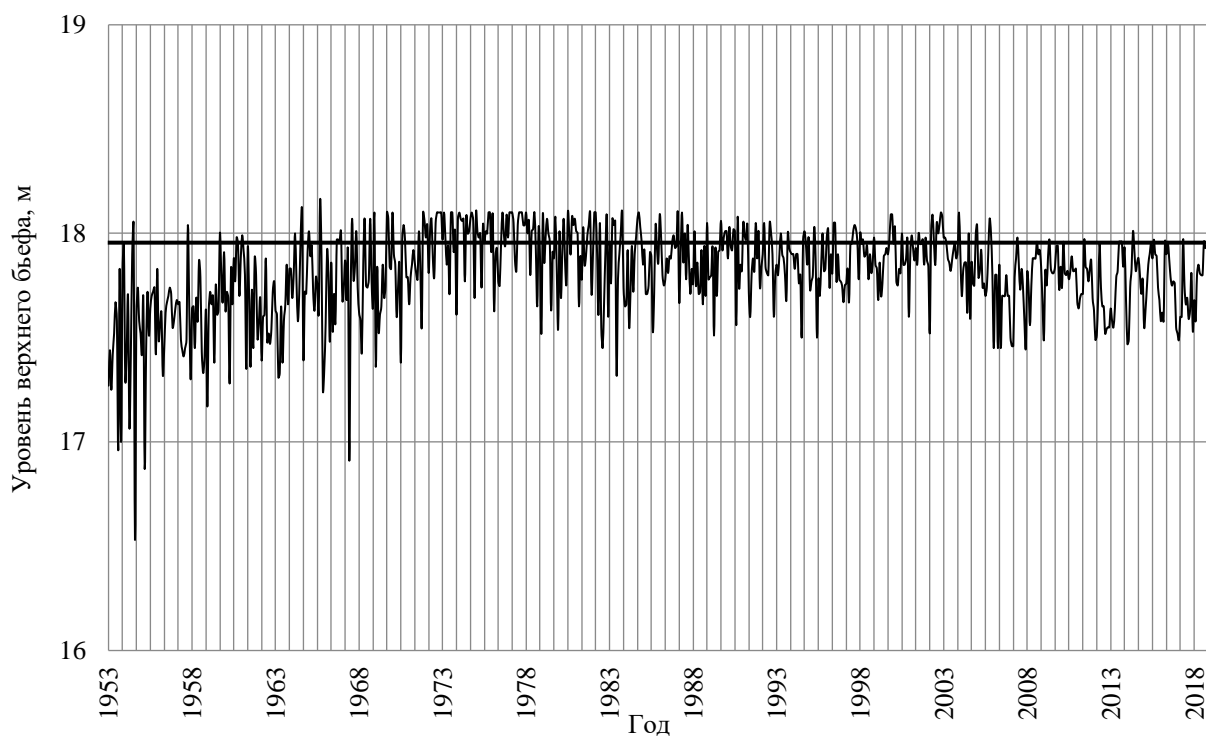


Рисунок 1.16 – График изменений среднемесячных уровней воды в верхнем бьефе Нижне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

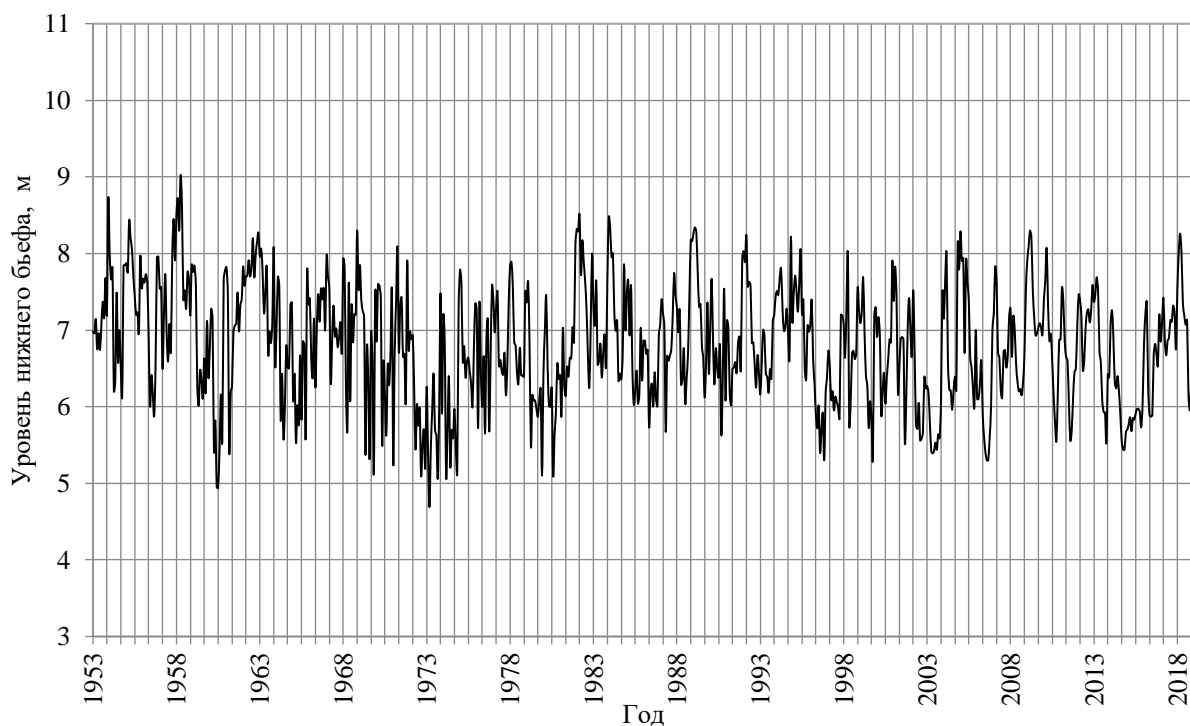


Рисунок 1.17 – График изменений среднемесячных уровней воды в нижнем бьефе Нижне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

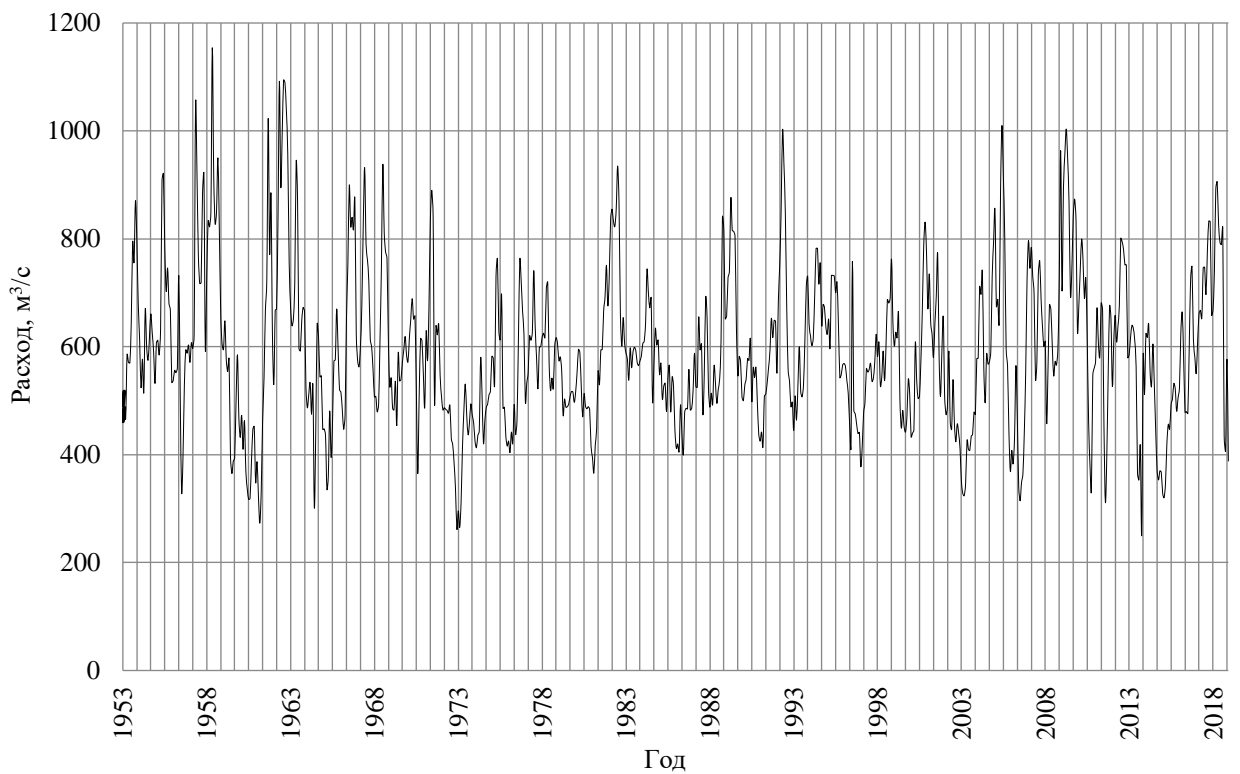


Рисунок 1.18 – График изменений среднемесячных расходов воды через гидротурбины Нижне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

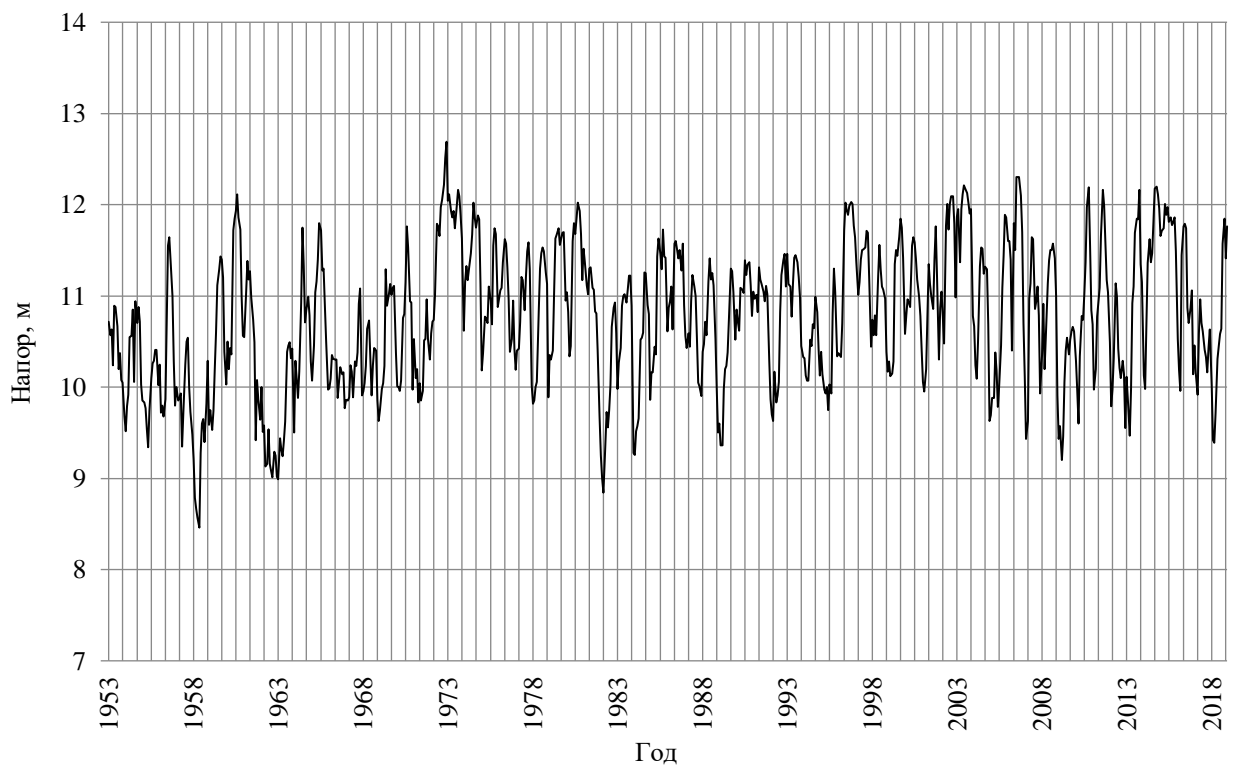


Рисунок 1.19 – График изменений среднемесячных напоров Нижне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

Среднемесячные уровни верхнего бьефа Нижне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг. изменялись от 16,87 м (март 1955 г.) до 18,16 м (сентябрь 1965 г.). За анализируемый период эксплуатации отметка верхнего бьефа неоднократно превышала НПУ, а также достигала отметок ФПУ и даже превышала его.

Превышение отметок наблюдалось также, как и для Верхне-Свирской ГЭС в годы различной водности. В маловодные годы превышение происходило в период половодья и в период летней и зимней межени.

Минимальный среднемесячный напор составил 8,46 м (май 1958 г.). Максимальный расчетный напор составляет 12,5 м, но в декабре 1972 г. значение напора составило 12,69 м.

Среднемесячные расходы через гидротурбины ГЭС менялись от 252 м³/с (октябрь 2013 г.) до 1154 м³/с (май 1958 г.).

Максимальные значения холостых сбросов за период эксплуатации с 1953 по 2018 гг. представлены на рисунке 1.20.

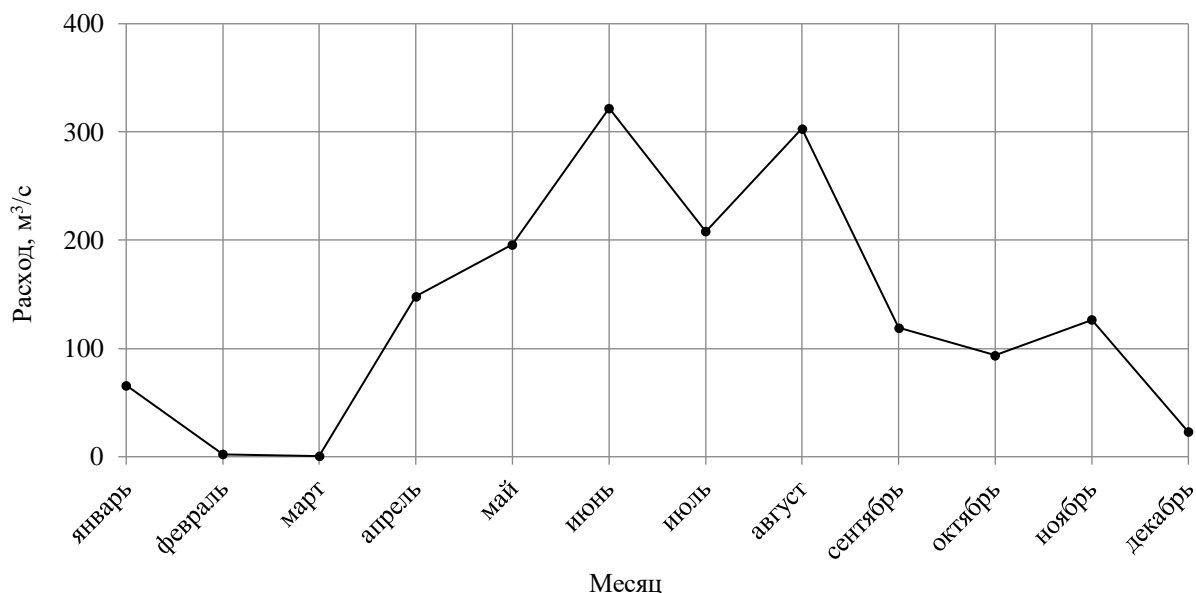


Рисунок 1.20 – Максимальные среднемесячные значения холостых сбросов Нижне-Свирской ГЭС за период с 1953 по 2018 гг.

Объем холостых сбросов за год с 1953 по 2018 гг. составил 13,6 км³, при максимальном значении 2,793 км³ в 1995 году и отсутствии сбросов в 1991, 2002, 2003, 2005-2007 гг.

Максимальный месячный объем холостых сбросов составил 0,835 км³ в июне 1995 года. Холостые сбросы производились даже в период зимней и летней межени, когда поступление водных ресурсов и так ограничено.

Суммарный объем потеряннного стока эквивалентен потере в выработке в размере 324 млн. кВт·ч.

В таблице 1.6 приведены среднемесячные значения мощности Нижне-Свирской ГЭС за период эксплуатации с 1953 по 2018 гг.

Таблица 1.6 – Среднемесячные значения мощности Нижне-Свирской ГЭС за период эксплуатации с 1953 по 2018 гг.

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Среднемесячная мощность, МВт	46	48	48	54	60	57	57	57	57	59	57	48

Максимальное значение среднемесячной мощности составило 91 МВт (сентябрь 2009 г.), минимальное – 24 МВт (декабрь 1951 г.).

Анализ фактических режимов работы Верхне-Свирской и Нижне-Свирской ГЭС за рассматриваемый период с 1953 по 2018 гг. показал, что при эксплуатации водохранилищ имели место необоснованные холостые сбросы, неоднократное превышение уровня воды выше нормального подпорного уровня. Эксплуатация Нижне-Свирского водохранилища допускалась на уровне ФПУ и выше даже в период зимней межени. А эксплуатация ГЭС на уровне ФПУ допустима только в особых условиях эксплуатации гидротехнических сооружений при сбросе паводков малой обеспеченности [14].

Вместо использования пропускной способности гидротурбин ГЭС во время половодья и паводков и получения дополнительной выработки электроэнергии за счет большего притока воды для пропуска половодья и паводков использовались водосбросы. Холостые сбросы при годовом и многолетнем регулировании недопустимы, но, тем не менее, они производились довольно часто.

Существующее ведение водноэнергетических режимов, при которых в водохранилище поддерживается НПУ с целью получения экономического эффекта за счет максимального напора, приносит лишь краткосрочный результат, и в долгосрочной перспективе приводит к холостым сбросам и потере выработки электроэнергии и финансовым убыткам.

Все эти обстоятельства привели к необходимости проведения работ по оптимизации режимов сработки-наполнения водохранилищ каскада с целью наиболее полного и рационального использования стока.

2 Водноэнергетические расчеты режимов работы Верхне-Свирской ГЭС в многолетнем разрезе

2.1 Общие сведения о типах регулирования стока

Важнейшей характеристикой режима работы водохранилищ гидроэлектростанций является длительность цикла регулирования или общего времени сработки и наполнения. По этому признаку можно выделить следующие типы регулирования: суточное, недельное, годовое и многолетнее.

Регулирование суточное и недельное обычно называют краткосрочным регулированием, а сезонное, годовое, многолетнее называют долгосрочным регулированием [15].

Задачей первого является перераспределение бытового притока в течение одних суток в соответствии с изменениями суточного графика нагрузки, поэтому даже при самых резких колебаниях нагрузки объем водохранилища, требуемый для суточного регулирования, относительно небольшой. Суточное регулирование заключается в том, чтобы создать запас в водохранилище избыточного притока в часы малой нагрузки ГЭС, и сработать этот запас в часы повышенной нагрузки [16].

В выходные дни потребление электроэнергии становится меньшим, чем в рабочие дни, и гидроэлектростанции также использует меньшее количество воды. Избыточный приток за эти сутки можно сохранить в водохранилище для увеличения расходов и мощности ГЭС в остальные дни недели. Такое регулирование стока носит название недельного, и для него необходим небольшой полезный объем водохранилища. Возможно применение одновременно обоих типов краткосрочного регулирования [17].

Так как при недельном регулировании расходование накопленной в течение одних суток воды растягивается на 5-6 суток, энергетическая эффективность его меньше эффективности суточного регулирования.

Общей чертой для краткосрочных типов регулирования является перераспределение относительно равномерных суточных и недельных режимов приточности в неравномерный режим расходов ГЭС.

Для годового регулирования полный цикл сработки и наполнения водохранилища составляет один год. Годичное регулирование преследует цель не только повышения мощности ГЭС в маловодный период года, но также и повышение годового количества вырабатываемой ею энергии за счет использования той части половодного или паводочного стока, которая проходит при расходах, превышающих полную пропускную способность турбин. При отсутствии водохранилища годового регулирования этот сток был бы бесполезно сброшен.

Иногда понятие годового регулирования подразделяется и рассматривается полное годовое и неполное или сезонное регулирование. Полным годовым регулированием в этом случае называется такое, когда весь избыток половодного стока захватывается водохранилищем и бесполезные сбросы отсутствуют, неполным же или сезонным такое, когда емкость

водохранилища недостаточна, и холостые сбросы в том или ином размере неизбежны. Однако, такое деление условно, так как вследствие изменчивости объема половодья одно и то же водохранилище в некоторые годы будет осуществлять полное годовое регулирование, в другие же только сезонное.

Годичное регулирование требует водохранилища с большим объемом, чем суточное или недельное. Обычно объем этот колеблется в границах 5-30 % среднего годового стока реки. Зачастую такие водохранилища одновременно могут выполнять функции суточного и недельного регулирования.

Основная задача водохранилища многолетнего регулирования – перераспределение бытового стока, при котором в многоводные годы производится накопление воды, а в маловодные годы расходование этих запасов [18]. Многолетнее регулирование требует водохранилища очень большой емкости. Водохранилище с таким типом регулирования позволяет осуществлять и все виды краткосрочного регулирования.

Режимы ГЭС, как краткосрочные, так и долгосрочные, тесно взаимосвязаны, но их совместная оптимизация обычно не производится [15]. Раздельные расчеты каждого способа регулирования речного притока оправданы, так как различны методы таких расчетов. Для разных способов регулирования разные факторы являются определяющими.

Например, во время расчета долгосрочных режимов работы ГЭС приходится считаться с тем, что отсутствуют однозначные прогнозы приточности для полного цикла регулирования, а при суточных и недельных расчетах прогнозы приточности реки более достоверны [19].

2.2 Многолетнее регулирование стока

Как было сказано ранее, водохранилище многолетнего регулирования предназначается для того, чтобы перераспределить сток не только внутри года, но и для того, чтобы перераспределить сток в маловодные годы из многоводных и средневодных лет.

Верхне-Свирское водохранилище позволяет осуществлять все виды регулирования стока. В данном разделе будет рассмотрено многолетнее регулирование стока. Считается, что для многолетнего регулирования, его объем водохранилища должен составлять не менее 30-50% среднего годового стока за многолетний период, т. е. коэффициент зарегулированности стока $\beta_{\text{мн}} = 0,3-0,5$.

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{с}}} = 0,69, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища, $V_{\text{пол}} = 12,61 \text{ км}^3$;

$W_{\text{с}}$ – средний за многолетний период объем годового стока, $W_{\text{с}} = 18,4 \text{ км}^3$.

При многолетнем регулировании продолжительность цикла непостоянна и может колебаться в очень широких пределах. Особенно заметно это при очень большом объеме водохранилища. Постепенное опорожнение его может

происходить или в течение ряда маловодных лет, непосредственно следующих один за другим и в сумме дающих дефицит стока, равный полезной емкости водохранилища, или же оно может быть опорожнено за два или даже один особо маловодный год.

Для определения цикла регулирования рассмотрим график изменения среднегодовых расходов притоков воды к Онежскому озеру (рисунок 2.1).

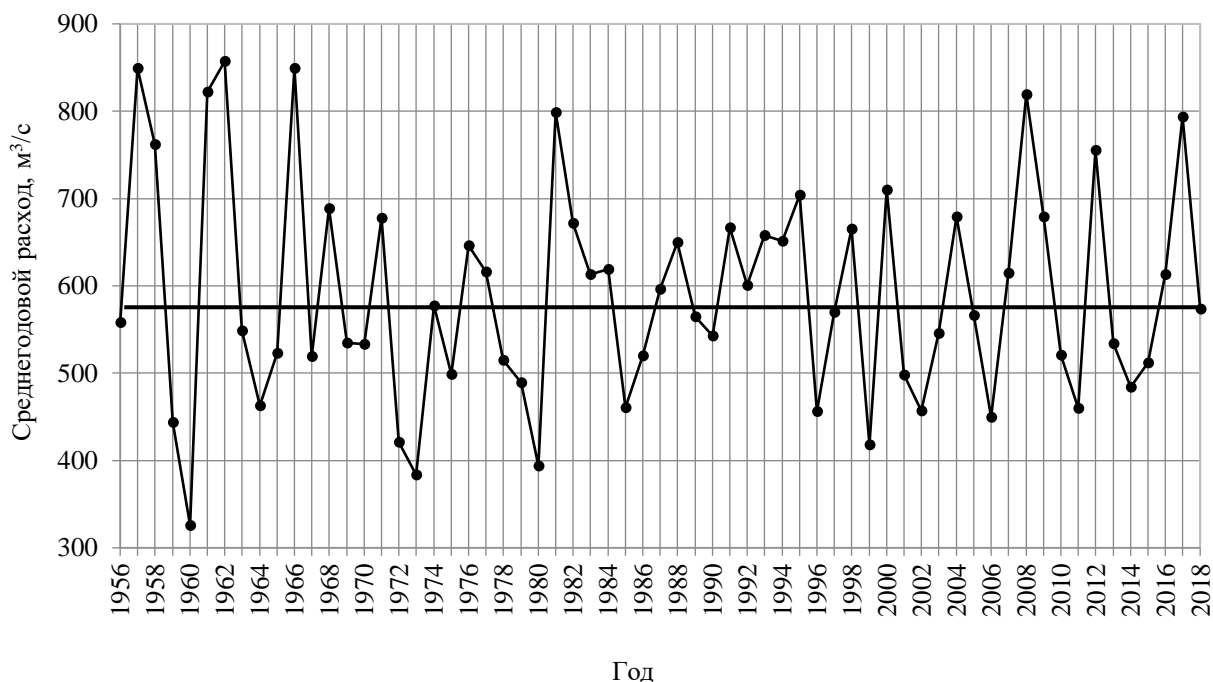


Рисунок 2.1 – График среднегодовых расходов притоков к Онежскому озеру

Из графика видно, что многоводные и маловодные периоды чередуются. Стоит отметить, что четкого и постоянного цикла регулирования нет. Период наполнения в зависимости от водности лет может быть различным. В своих расчетах учитываем, что водохранилище наполняется до НПУ за очень многоводный год (обеспеченностью 3%) либо за несколько подряд идущих многоводных лет – среднемноговодных, умеренно многоводных (обеспеченностью 10 % и 25 % соответственно).

Периоды регулирования различны и составляют 5 лет и более: 1957-1962 гг., 1962-1966 гг., 1966-1981 гг., 1981-1995 гг., 1995-2008 гг., 2008-2012 гг., 2012-2017 гг.

Рассмотрим период регулирования с 1966 по 1981 гг. Расчеты будем начинать с ноября 1966 в момент, когда водохранилище заполнено до НПУ – после очень многоводного 1966 года. Считаем, что водохранилище должно заполниться до НПУ в ноябре 1981 года. Таким образом, цикл регулирования составляет 15 лет.

2.3 Водноэнергетические расчеты при многолетнем регулировании стока

Задача расчета оптимальных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС сводится к определению такого режима сработки и наполнения водохранилищ ГЭС или каскадов ГЭС, при котором достигается принятый критерий оптимальности и соблюдаются заданные ограничения [20]. В расчетах в качестве критерия оптимальности принимаем критерий максимальной выработки электроэнергии.

При расчетах очень важно учитывать требования водного транспорта по поддержанию минимальных судоходных уровней воды. Также при расчетах необходимо придерживаться рекомендаций диспетчерского графика, необходимостью выдачи гарантированной мощности в зимний период, руководствоваться гидравлической связью озерной и речной части.

Расчеты проводятся календарным методом. Метод основан на решении в каждый интервал времени уравнения водного баланса [21, 22].

Уравнение водного баланса:

$$Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{н.б.}} - Q_{\text{исп.}} \pm Q_{\text{л.}} \pm \frac{\Delta V}{\Delta t} + Q_{\text{бок.}} = 0, \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{быт.}}$ – бытовой приток воды в водохранилище;

$Q_{\text{н.б.}}$ – расход воды в нижний бьеф;

$Q_{\text{исп.}}$ – потери воды на испарение;

$Q_{\text{л.}}$ – потери воды на льдообразование;

ΔV – изменение полезного объема водохранилища в расчетном интервале времени;

Δt – расчетный интервал времени (месяц);

$Q_{\text{бок.}}$ – боковой приток воды на участке к створу Верхне-Свирской ГЭС.

Изменение объема водохранилища:

$$\Delta V = Q_{\text{вдхр.}} \cdot t, \quad (2.2)$$

где t – число секунд в месяце.

Конечный объем воды в водохранилище:

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V, \quad (2.3)$$

где $V_{\text{нач.}}$ – начальный объем воды в водохранилище.

Расход воды в нижний бьеф гидроузла:

$$Q_{\text{н.б.}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{шлюз.}} + Q_{\text{фильтр.}} + Q_{\text{х.сбр.}} \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход воды через гидротурбины ГЭС;
 $Q_{\text{шлюз.}}$ – расход воды на шлюзование;
 $Q_{\text{фильтр.}}$ – расход воды на фильтрацию;
 $Q_{\text{х.сбр.}}$ – расход воды на холостые сбросы.

Полезный бытовой приток с учетом бокового притока к створу Верхне-Свирской ГЭС:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} + Q_{\text{бок.}} - Q_{\text{потерь}}, \quad (2.5)$$

где $Q_{\text{потерь}}$ – потери воды из водохранилища:

$$Q_{\text{потерь}} = Q_{\text{шлюз.}} + Q_{\text{фильтр.}} + Q_{\text{исп.}} + Q_{\text{л.}} \quad (2.6)$$

Потери воды из водохранилища на фильтрацию и шлюзование можно рассчитать по формулам (3.2), (3.7), указанным в литературе [22], но, в виду наличия фактических величин за рассматриваемый период, принимаем значения из литературы [23].

Для расчета средних потерь воды на льдообразование воспользуемся выражением:

$$\Delta Q_{\text{л.}} = \gamma_{\text{л.}} \cdot h_{\text{л.}} \cdot (F_{\text{НПУ}} - F_{\text{УМО}}) / t_{\text{з.}} \quad (2.7)$$

где $\gamma_{\text{л.}}$ – плотность льда, $\gamma_{\text{л.}} = 0,9$;
 $h_{\text{л.}}$ – средняя толщина льда за зимний период, $h_{\text{л.}} = 1$ м;
 $F_{\text{НПУ}}$ – площадь водохранилища при НПУ (из таблицы 1.2);
 $F_{\text{УМО}}$ – площадь водохранилища при УМО (из таблицы 1.2);
 $t_{\text{з.}}$ – продолжительность зимнего периода, $t_{\text{з.}} = 11318400$ с.
Потери воды на испарение находим по формуле из литературы [24]:

$$V_{\text{исп.}} = V_{\text{исп.0}} \cdot S, \quad (2.8)$$

где $V_{\text{исп.}}$ – среднемноголетний объем испаряемой воды, в тыс. м³;
 $V_{\text{исп.0}}$ – величина испарения с поверхности, в мм;
 S – площадь испаряемой поверхности, в км².
Соответствующий расход воды на испарение составит:

$$Q_{\text{исп.}} = \frac{V_{\text{исп.}}}{t}, \quad (2.9)$$

где t – период испарения, в секундах.
Расход через турбины ГЭС определяется по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{вдхр.}} \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{вдхр.}}$ – расход воды из водохранилища.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{в.б.}}^{\text{ср.}} - z_{\text{н.б.}} - \Delta h, \quad (2.11)$$

где $z_{\text{в.б.}}^{\text{ср.}}$ – среднее значение отметки верхнего бьефа ГЭС;

$z_{\text{н.б.}}$ – отметка нижнего бьефа ГЭС, соответствующая расходу в нижний бьеф, определяемая по кривой связи (рисунок 1.4);

Δh – средняя величина потерь напора на сороудерживающих решетках и водоподводящих сооружениях, принимаем $\Delta h = 0,55$ м [9].

Среднее значение отметки воды в водохранилище:

$$z_{\text{в.б.}}^{\text{ср.}} = \frac{z_{\text{в.б.}}^{\text{к.}} + z_{\text{в.б.}}^{\text{н.}}}{2}, \quad (2.12)$$

где $z_{\text{в.б.}}^{\text{к.}}$ – конечное значение уровня воды в водохранилище, соответствующее конечному объему воды в водохранилище, определяется по зависимости (рисунок 1.3);

$z_{\text{в.б.}}^{\text{н.}}$ – начальное значение уровня воды в водохранилище, соответствующее начальному объему воды в водохранилище, определяется по зависимости (рисунок 1.3).

Так как осуществляется регулирование стока Онежского озера, то для определения уровней воды в озере используем кривую связи объемов и уровней воды для Онежского озера (рисунок 1.2) вплоть до УМО – 32,00 м. В случае достижения отметки Онежского озера ниже 32,00 м используем кривые связи для речной части.

Напор на ГЭС определяется отметкой верхнего и нижнего бьефов непосредственно у плотины, поэтому с помощью зависимости расходов в створе Верхне-Свирской ГЭС от уровней воды Онежского озера (рисунок 1.7) по вычисленным отметкам озера и расхода через ГЭС определяем отметку верхнего бьефа у плотины ГЭС.

Среднеинтервальная мощность, вырабатываемая станцией:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности, принимаем $k_N = 8,53$.

Среднеинтервальная выработка электроэнергии ГЭС:

$$\mathcal{E} = N_{\text{ГЭС}} \cdot \Delta t, \quad (2.14)$$

где Δt – интервал времени (месяц).

Для наглядности приведем пример расчетов для одного водохозяйственного года – с ноября 1966 года по октябрь 1967 года. Календарный 1966 год является многоводным годом, 1967 год – маловодным.

Как было сказано ранее, в качестве начальной отметки уровня воды в озере принимаем НПУ Онежского озера – 33,30 м. Для определения отметки воды у Верхне-Свирской ГЭС необходимы данные по расходу, пропускаемому через гидроузел. Фактический среднемесячный расход воды через гидроузел в октябре 1966 г. по данным [23] составил 691 м³/с. По зависимости (рисунок 1.7) определяем отметку воды у плотины ГЭС. Таким образом, начальная отметка воды у плотины составляет 32,70 м. Расчеты будем начинать с этой отметки.

По формуле (2.5) определяем полезный бытовой приток.

Величину бытового притока $Q_{\text{быт.}}$ принимаем из гидрологического ряда (приложение А). Бытовой приток воды в ноябре 1966 г. составляет $Q_{\text{быт.}} = 710$ м³/с.

Величину бокового притока воды $Q_{\text{бок.}}$ на участке от Онежского озера до Верхне-Свирской ГЭС принимаем из [5] в размере 6,5% от притока воды в Онежское озеро.

Далее определяем потери воды из водохранилища на шлюзование, фильтрацию, испарение и льдообразование. Для упрощения расчетов потери принимаем постоянными за весь период регулирования.

В расчетах будем применять фактические данные расхода воды на шлюзование и фильтрацию из [23]. Расход воды на фильтрацию принимаем $Q_{\text{фильтр.}} = 1$ м³/с, расходы воды на шлюзование в каждый месяц различны и указаны в расчетных таблицах (приложение Б).

Период ледостава начинается с третьей декады ноября и продолжается до марта. В апреле происходит интенсивное таяние снежного покрова.

Потери воды на льдообразование определяем по формуле (2.7):

$$\Delta Q_{\text{л.}} = 0,9 \cdot 1 \cdot (205 - 55,3) \cdot 10^6 / 11318400 = 12 \text{ м}^3/\text{с.}$$

В связи с началом периода ледостава с третьей декады ноября, потери на льдообразование в данном месяце примем в размере 4 м³/с.

Потери воды на испарение находим по формулам (2.8, 2.9). Величину испарения с поверхности $V_{\text{исп.0}}$ находим из рисунка П.2.1 литературы [24] и принимаем равной величине $V_{\text{исп.0}} = 300$ мм. Интенсивное испарение в зоне Верхне-Свирского водохранилища наблюдается в период с мая по август [25].

Тогда объем испарения составит:

$$V_{\text{исп.}} = 300 \cdot 205 = 61500 \text{ тыс. м}^3.$$

Соответствующий расход воды на испарение:

$$Q_{\text{исп.}} = \frac{61500000}{10627200} = 6 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Потери воды из водохранилища в ноябре 1966 года по формуле (2.6):

$$Q_{\text{потерь}} = 5 + 1 + 0 + 4 = 10 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таким образом, полезный бытовой приток в ноябре 1966 года составит:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = 710 + 46 - 10 = 746 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Результаты расчетов полезного бытового притока для рассматриваемого водохозяйственного года представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Определение потерь воды из речной части Верхне-Свирского водохранилища для периода с ноября 1966 г. по октябрь 1967 г.

Параметр	1966 г.		1967 г.										Сумма
	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	
$Q_{\text{быт.}}$	710	408	247	219	223	609	1428	696	390	301	302	603	6137
$Q_{\text{бок.}}$	46	27	16	14	15	40	93	45	25	20	20	39	399
$Q_{\text{филт.}}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
$Q_{\text{исп.}}$	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	0	0	24
$Q_{\text{л.}}$	4	12	12	12	12	-52	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{шлюз.}}$	5	0	0	0	0	4	14	16	16	15	14	13	97
$Q_{\text{потер.}}$	10	13	13	13	13	-47	21	23	23	22	15	14	133
$Q_{\text{быт.пол.}}$	746	422	250	220	225	696	1500	718	392	299	307	628	6403

Аналогичные расчеты по определению потерь воды из водохранилища были проведены для всех остальных лет рассматриваемого цикла многолетнего регулирования.

Расход воды через ГЭС назначаем, придерживаясь рекомендаций диспетчерского графика в зависимости от отметки Онежского озера.

Расход через гидротурбины ГЭС определяется по формуле (2.10):

$$Q_{\text{ГЭС}} = 746 + 4 = 750 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Холостые сбросы в ноябре не производились. Тогда расход воды в нижний бьеф гидроузла по формуле (2.4):

$$Q_{\text{н.б.}} = 750 + 5 + 1 + 0 = 756 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой (рисунок 1.2) определяем объем воды в водохранилище. Отметке 33,30 м Онежского озера соответствует объем водохранилища $V_{\text{нач.}} = 259,80 \text{ км}^3$.

Изменение объема водохранилища в ноябре по формуле (2.2) составит:

$$\Delta V = 4 \cdot 2592000/10^9 = 0,01 \text{ км}^3.$$

Конечный объем воды в водохранилище:

$$V_{\text{кон.}} = 259,80 - 0,01 = 259,79 \text{ км}^3.$$

Конечное значение уровня воды в водохранилище, соответствующее объему воды в водохранилище на конец расчетного интервала, определяется по зависимости (рисунок 1.2). Объему $V_{\text{кон.}} = 259,79 \text{ км}^3$ соответствует отметка $z_{\text{в.б.}}^{\text{к.}} = 33,29 \text{ м.}$

Среднее значение отметки Онежского озера:

$$z_{\text{в.б.}}^{\text{ср.}} = \frac{33,3 + 33,29}{2} = 33,30 \text{ м.}$$

С помощью зависимости расходов в створе Верхне-Свирской ГЭС от уровней воды Онежского озера (рисунок 1.7) по вычисленным отметкам озера и расхода через ГЭС определяем отметку верхнего бьефа у плотины ГЭС. Начальная отметка у плотины ГЭС составляет 32,70 м. При отметке Онежского озера $z_{\text{в.б.}}^{\text{к.}} = 33,29 \text{ м}$ и расходе воды в нижний бьеф $Q_{\text{н.б.}} = 756 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка у плотины на конец ноября составит $z_{\text{в.б.}}^{\text{к.}} = 32,58 \text{ м.}$

Среднее значение отметки у плотины ГЭС:

$$z_{\text{в.б.}}^{\text{ср.}} = \frac{32,70 - 32,58}{2} = 32,64 \text{ м.}$$

В следующем интервале времени начальному значению объема и отметки воды в водохранилище соответствует конечное значение объема и отметка воды в предыдущем интервале.

Далее определяем отметку нижнего бьефа ГЭС. Для упрощения расчетов и нахождения отметки нижнего бьефа Верхне-Свирской ГЭС в данной работе будем использовать кривую связи (рисунок 1.4) при значении отметки верхнего бьефа Нижне-Свирской ГЭС равной НПУ.

По кривой (рисунок 1.4) расходу воды $756 \text{ м}^3/\text{с}$ соответствует отметка нижнего бьефа ГЭС 18,74 м.

Напор на турбине рассчитываем по формуле (2.11):

$$H_{\text{ГЭС}} = 32,64 - 18,74 - 0,55 = 13,35 \text{ м.}$$

Среднеинтервальная мощность, вырабатываемая ГЭС, определяется с помощью эксплуатационной характеристики гидроагрегата [21]. Но в своих расчетах с целью их упрощения будем руководствоваться методическим пособием к дипломному проектированию [22], где среднеинтервальная мощность находится по формуле (2.13).

Среднеинтервальная мощность, вырабатываемая станцией:

$$N_{\text{ГЭС}} = 8,53 \cdot 750 \cdot 13,35 = 85 \text{ МВт.}$$

Среднеинтервальная выработка электроэнергии ГЭС за ноябрь 1966 г. составит:

$$\mathcal{E} = 85 \cdot 720 / 10^3 = 61 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для каждого месяца рассматриваемого года. Результаты водноэнергетических расчетов представлены в таблице 2.2 и на рисунке 2.2.

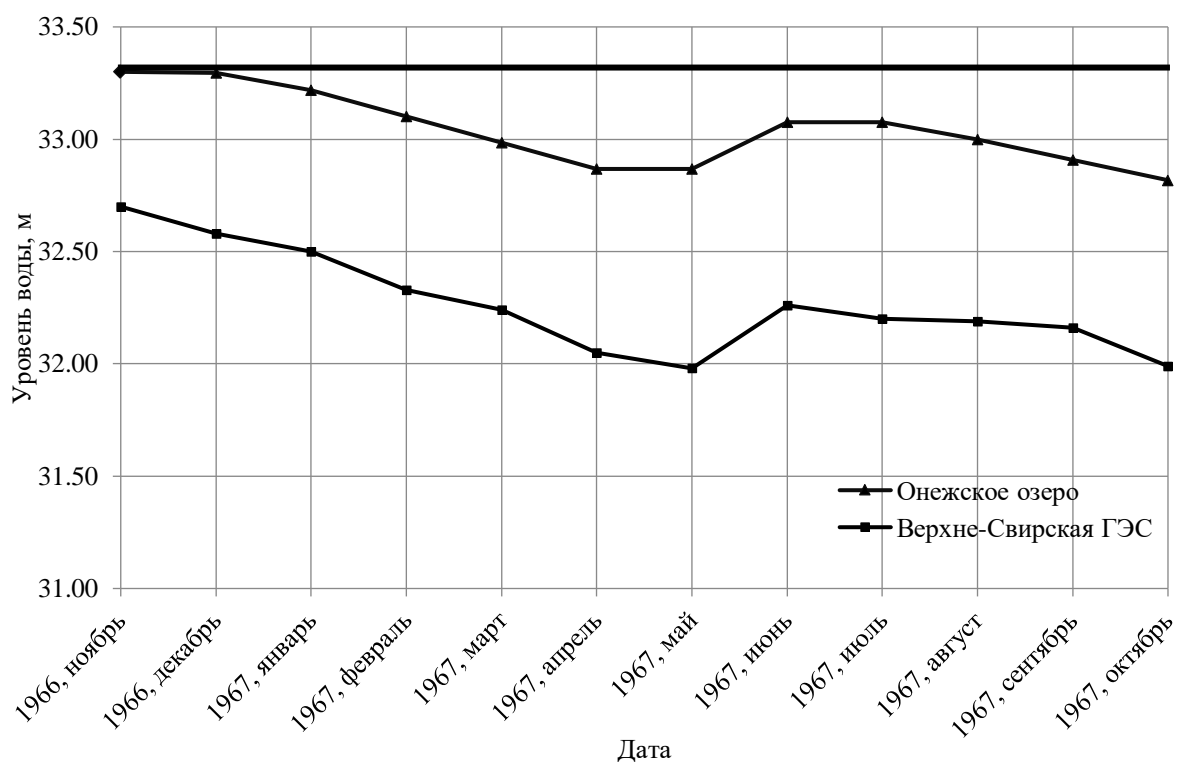


Рисунок 2.2 – Расчетный режим сработки-наполнения водохранилища в период с ноября 1966 г. по октябрь 1967 г.

Таблица 2.2 – Водноэнергетический расчет для 1966-1967 гг.

Месяц	Расходы, м ³ /с								Объемы, км ³		
	Q _{пол.быт.}	Q _{фильтр.}	Q _{шлюз.}	Q _{х.сбр.}	Q _{влхр.}	Q _{ГЭС}	Q _{вп.}	Q _{н.б.}	V _{нач.}	ΔV	V _{кон.}
11	746	1	5	0	4	750	300	756	259,80	0,01	259,79
12	422	1	0	0	300	722	300	723	259,79	0,78	259,01
1	250	1	0	0	462	712	300	713	259,01	1,20	257,81
2	220	1	0	0	450	670	300	671	257,81	1,17	256,65
3	225	1	0	0	450	675	300	676	256,65	1,17	255,48
4	696	1	4	0	0	696	350	701	255,48	0,00	255,48
5	1500	1	14	0	-800	700	350	715	255,48	-2,07	257,56
6	718	1	16	0	0	718	350	735	257,56	0,00	257,56
7	392	1	16	0	300	692	350	709	257,56	0,78	256,78
8	299	1	15	0	350	649	350	665	256,78	0,91	255,87
9	307	1	14	0	338	645	300	660	255,87	0,88	254,99
10	628	1	13	0	50	678	300	692	254,99	0,13	254,86

Окончание таблицы 2.2.

Месяц	Отметки озера, м			Отметки у плотины ГЭС, м				Напор, м	Мощность, МВт	Выработка млн. кВт·ч
	Z _{нач.}	Z _{кон.}	Z _{ср.}	Z _{вб.нач.}	Z _{вб.кон.}	Z _{вб.ср.}	Z _{н.б.}	H	N	Э
11	33,30	33,29	33,30	32,70	32,58	32,64	18,74	13,35	85	61
12	33,29	33,22	33,26	32,58	32,50	32,54	18,69	13,30	82	61
1	33,22	33,10	33,16	32,50	32,33	32,42	18,68	13,18	80	60
2	33,10	32,98	33,04	32,33	32,24	32,29	18,62	13,12	75	50
3	32,98	32,87	32,93	32,24	32,05	32,15	18,62	12,97	75	56
4	32,87	32,87	32,87	32,05	31,98	32,02	18,66	12,80	76	55
5	32,87	33,07	32,97	31,98	32,26	32,12	18,68	12,89	77	57
6	33,07	33,07	33,07	32,26	32,20	32,23	18,71	12,97	79	57
7	33,07	33,00	33,04	32,20	32,19	32,20	18,67	12,97	77	57
8	33,00	32,91	32,95	32,19	32,16	32,18	18,61	13,02	72	54
9	32,91	32,82	32,86	32,16	31,99	32,08	18,60	12,92	71	51
10	32,82	32,80	32,81	31,99	31,82	31,91	18,65	12,71	73	55

Таким образом, отметка водохранилища на момент начала расчетов составила: в Онежском озере 33,30 м, у ГЭС – 32,70 м, отметка на конец расчетного года в озере составила 32,80 м, у ГЭС – 31,82 м.

Суммарная расчетная выработка за год составила 674 млн. кВт·ч, фактическая – 648 млн. кВт·ч. При этом удалось не только избежать холостых сбросов, фактическая величина которых за данный период составила 0,002 км³, но и получить выработку электроэнергии за счет более рационального использования ресурсов.

Далее расчет продолжается и рассматривается следующий водохозяйственный год – с ноября 1967 г. по октябрь 1968 г.

В качестве начальной отметки воды в Онежском озере принимаем значение 32,80 м – конечную отметку воды в предыдущем периоде (в октябре 1967 г.), за начальную отметку воды у ГЭС принимаем отметку 31,82 м. Алгоритм водноэнергетического расчета аналогичен вышеуказанному. Начальные и конечные расчетные отметки уровни воды в водохранилище представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные уровни воды в Верхне-Свирском водохранилище

Период	Уровень воды в водохранилище, м			
	Онежское озеро		Верхне-Свирская ГЭС	
	начальный	конечный	начальный	конечный
ноябрь 1966 г. – октябрь 1967 г.	33,30	32,80	32,70	31,82
ноябрь 1967 г. – октябрь 1968 г.	32,80	32,74	31,82	31,50
ноябрь 1968 г. – октябрь 1969 г.	32,74	32,75	31,50	32,17
ноябрь 1969 г. – октябрь 1970 г.	32,75	32,63	32,17	31,73
ноябрь 1970 г. – октябрь 1971 г.	32,63	32,78	31,73	31,80
ноябрь 1971 г. – октябрь 1972 г.	32,78	32,67	31,80	32,30
ноябрь 1972 г. – октябрь 1973 г.	32,67	32,63	32,30	32,33
ноябрь 1973 г. – октябрь 1974 г.	32,63	32,81	32,33	32,25
ноябрь 1974 г. – октябрь 1975 г.	32,81	32,63	32,25	32,17
ноябрь 1975 г. – октябрь 1976 г.	32,63	32,96	32,17	32,36
ноябрь 1976 г. – октябрь 1977 г.	32,96	32,89	32,36	32,24
ноябрь 1977 г. – октябрь 1978 г.	32,89	32,63	32,24	31,41
ноябрь 1978 г. – октябрь 1979 г.	32,63	32,63	31,41	31,82
ноябрь 1979 г. – октябрь 1980 г.	32,63	32,62	31,82	32,30
ноябрь 1980 г. – октябрь 1981 г.	32,62	33,30	32,30	33,10

По указанным выше формулам и методике [22] были выполнены водноэнергетические расчеты. В ходе расчетов приходилось сталкиваться с различными ограничениями, задаваемыми водопользователями, и требованиями, указанными в [5].

Так как гидроузел входит в состав Волго-Балтийского водного пути, то важным является обеспечение минимальных судоходных уровней воды, как в Онежском озере, так и у плотины Верхне-Свирской ГЭС. В период навигации с апреля по 15 мая необходимо поддержание отметки Онежского озера не ниже

32,40 м, после 15 мая до середины ноября – 32,60 м, отметку Верхне-Свирской ГЭС необходимо поддерживать не ниже, чем 31,30 м.

Для того, чтобы поддерживать минимальный судоходный уровень, уже в марте необходимо контролировать отметку озера, не допуская снижения отметки ниже 32,40 м, так как данный месяц относится к меженному периоду, и наполнение водохранилища в этот месяц невозможно, в виду необходимости выдачи расходов на санитарный попуск и водохозяйственный комплекс. Эти условия ограничивают максимально возможный сбрасываемый объем водохранилища.

Снижение отметки ниже судоходного уровня допускается в случае позднего начала периода навигации (к концу апреля), что и было использовано при расчетах. Так, например, отметка Онежского озера на начало апреля 1974 г. составила 32,34 м. К концу апреля требование по обеспечению судоходного уровня было выполнено.

Еще одним условием для нормального функционирования других водопользователей является выдача расходов на санитарный попуск и водохозяйственный комплекс, что создает ограничения по минимальному расходу воды, пропускаемому в нижний бьеф ГЭС. Необходимо учитывать, что из-за интенсивной сработки водохранилища может возникнуть дефицит воды в меженный период, что приведет к проблемам для навигации и водоснабжения. Поэтому в случае снижения приточных расходов необходимо скомпенсировать расход воды сокращением расхода в нижний бьеф.

Обязательным условием при работе Верхне-Свирской ГЭС является выдача гарантированной мощности – 46 МВт в зимний период (декабрь, январь).

В своих расчетах при назначении величины расхода через гидроузел старались придерживаться рекомендаций диспетчерского графика регулирования водных ресурсов Онежского озера. В процессе расчетов приходилось назначать расходы отличные от диспетчерских, так как не всегда рекомендации графика приводили к рациональному использованию ресурсов и обеспечению заданных требований.

Например, возникали ситуации, когда при назначении расходов по диспетчерскому графику невозможно было обеспечить требование по выдаче гарантированной мощности в зимний период. Величины рекомендуемого графиком расхода было недостаточно для выдачи гарантированной мощности, поэтому приходилось корректировать значение расхода в большую сторону. Такие ситуации возникали в 1971 г., 1973 г., 1974 г., 1979 г.

Также важно учитывать и водность года (маловодный, многоводный), не только рассматриваемого в данный момент, но и предыдущего и последующего, а также обращать внимание на достаточность водных ресурсов для поддержания судоходных глубин. Если с обеспечением расходов на водохозяйственный комплекс и санитарный попуск не возникало проблем, то с поддержанием навигационный уровней было гораздо сложнее.

Например, в 1971-1972 гг. в некоторые месяцы приходилось работать с расходами меньшими расходов, рекомендованных диспетчерским графиком. За

этими годами следует очень маловодный 1973 г. и если придерживаться рекомендованных диспетчерских расходов, то это привело бы к дефициту воды в водохранилище и снижении отметки ниже минимальной судоходной. Поэтому расход назначался равным или немного большим расходов на водохозяйственный комплекс и санитарный попуск. Но в [5] указано, что в случае отклонения от диспетчерских расходов дополнительно накопленные или сброшенные объемы воды должны быть сработаны или восстановлены в ближайшие месяцы. Поэтому в средневодном 1974 г. пропускаем через гидроузел расходы больше диспетчерских.

Многолетнее регулирование подразумевают перераспределение естественного стока, при котором в многоводные годы производится накопление воды в водохранилище, а в маловодные годы расходование этих запасов. В связи с этим, в маловодных годах осуществлялась максимально возможная сработка водохранилища, поэтому в некоторые маловодные годы приходилось выдавать расходы больше диспетчерских. Кроме того, в некоторых случаях график рекомендует больше запасать воды в маловодный год, хотя в это время сток итак ограничен.

В результате расчетов была получена дополнительная выработка электроэнергии в размере 351млн. кВт·ч по отношению к фактической за рассматриваемый период (таблица 2.4, рисунок 2.3). Результаты водноэнергетических расчетов приведены в приложении Б. Пояснение: (1...15)– расчетный год (период с ноября по октябрь).

Таблица 2.4 – Сравнение расчетной и фактической выработки электроэнергии Верхне-Свирской ГЭС

Выработка, млн. кВт·ч	Годы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
фактическая	648	587	487	537	580	439	376	433
расчетная	674	646	499	554	602	466	399	476
Выработка, млн. кВт·ч	Годы							
	9	10	11	12	13	14	15	
фактическая	551	447	557	542	505	474	486	
расчетная	553	485	560	574	508	488	516	

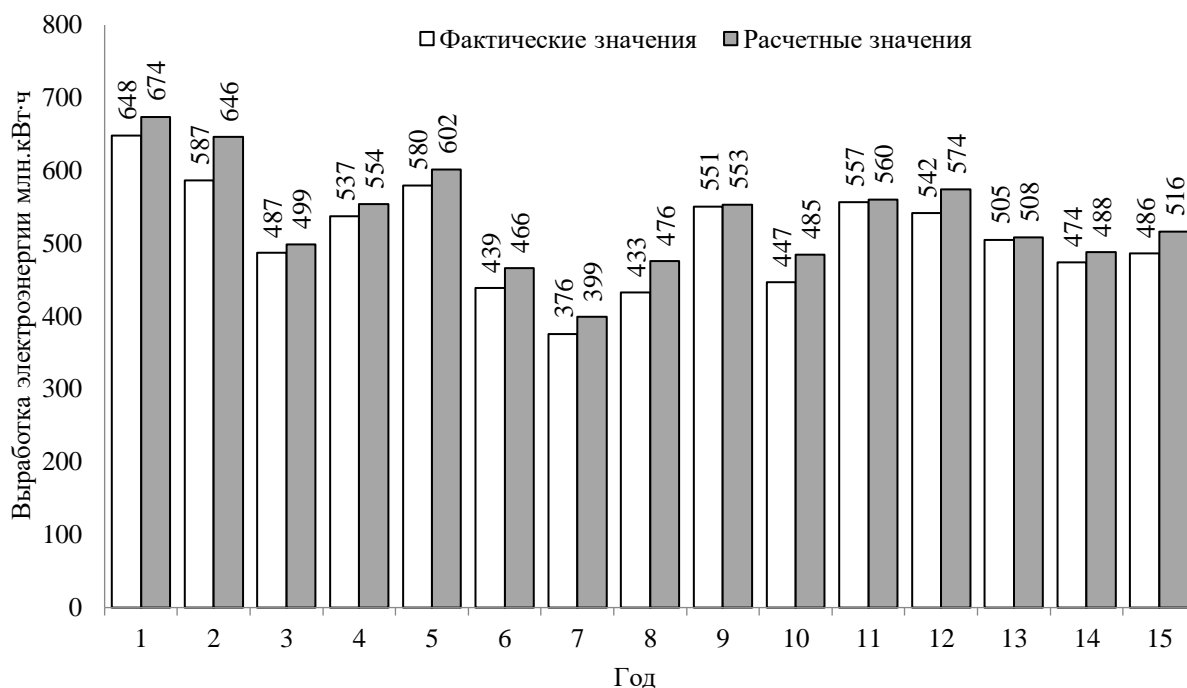


Рисунок 2.3 – Сравнение расчетной и фактической годовой выработки электроэнергии Верхне-Свирской ГЭС за период с ноября 1966 г. по октябрь 1981 г.

В результате расчетов был получен график сработки-наполнения водохранилища. За расчетный период полностью отсутствовали холостые сбросы, уровень воды у плотины не превышал НПУ, были выполнены требования по обеспечению минимальных судоходных глубин. На конец расчетного периода отметка Онежского озера составила 33,30 м, отметка у плотины ГЭС – 33,10 м. Минимальная отметка озера за рассчитываемый период составила 32,28 м, отметка у ГЭС – 31,2 м.

Расчетный график сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.4.

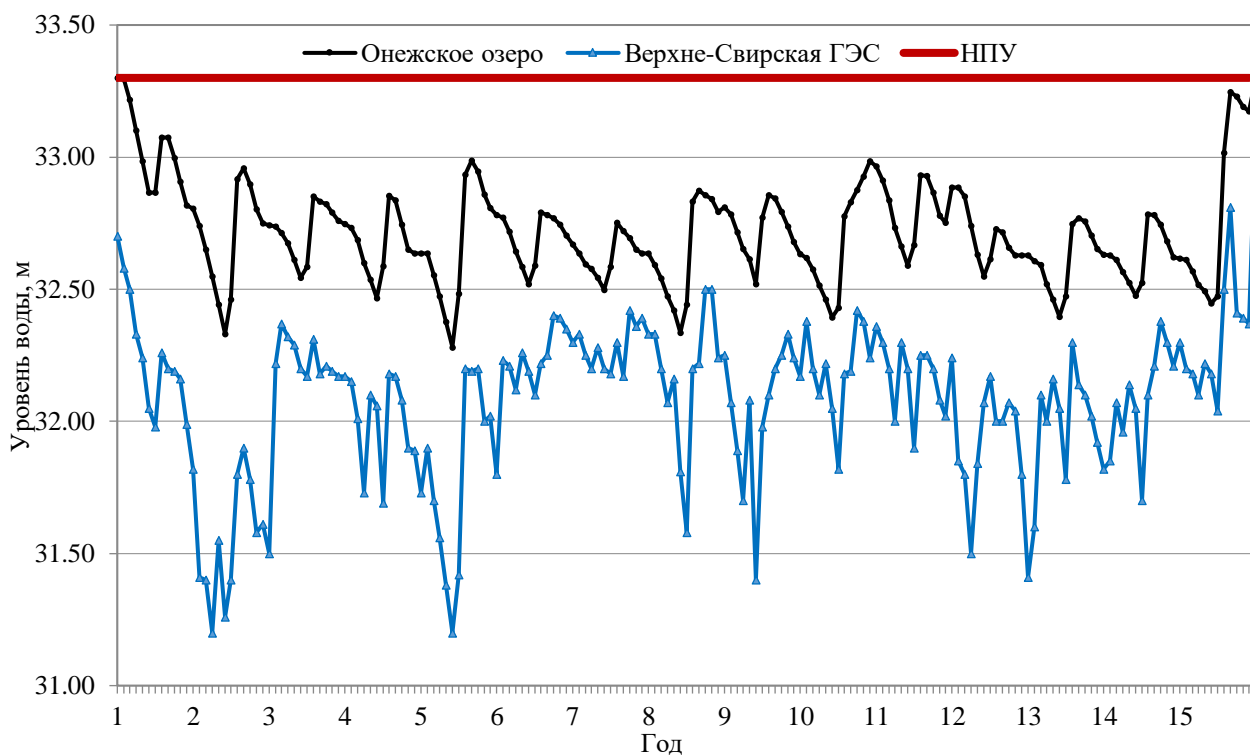


Рисунок 2.4 – Расчетный график сработки-наполнения водохранилища

Выводы: табличным методом были проведены водноэнергетические расчеты режимов работы Верхне-Свирской ГЭС при многолетнем регулировании стока Онежского озера.

В результате расчетов были получены режимы работы, при которых наиболее полно используется емкость водохранилища. При этом сток перераспределяется не только из многоводных и средневодных лет в мало-водные, но и внутри года: со сработкой водохранилища в период межени и наполнением в период половодья и паводков. Вместе с тем водохранилище наполнилось до НПУ лишь 1 раз в цикл, а холостые сбросы полностью отсутствовали. Сравним фактические и расчетные режимы.

Важным условием надежной работы ГЭС для энергосистемы является обеспечение гарантированной мощности или гарантированной энергоотдачи. Мощность гарантированная – наибольшая мощность ГЭС, выдаваемая при расходе воды и напоре обеспеченностью 90%...95% [26]. Для Верхне-Свирской ГЭС значение гарантированной мощности составляет 46 МВт в год с водностью 90 %-ой обеспеченности.

За период с 1966-1981 гг. можно сделать вывод, что требования не всегда выполнялись. Гарантированная мощность не была обеспечена в некоторые многоводные годы (например, в январе 1974 г., 1976 г., 1981 г.). В расчетных режимах в годы различной водности требование по обеспечению гарантированной мощности выполнялось во все годы, даже в очень маловодные годы обеспеченностью 97 %, в то время как фактические значения мощности в такой период не достигали 46 МВт. В годы с обеспеченностью более 90 % ГЭС не достигала значения 46 МВт в декабре 1972 г., 1973 г., 1975

г., 1980 г., в то время как при расчетных режимах даже в условиях такой водности удалось достичь 46 МВт. В настоящее время, ситуации, связанные с необеспечением гарантированной мощности были в 2012, 2014, 2015, 2018 гг.

Сравнение уровней воды фактических и расчетных режимов показывает, что при расчетных режимах в процессе всего цикла многолетнего регулирования отметка в Онежском озере, а также уровень верхнего бьефа у ГЭС находились в пределах регламентированных значений.

Фактически же, отметка у плотины ГЭС превышала НПУ неоднократно, это происходило в апреле 1967 г., а также в период с июня по октябрь 1981 г., когда отметка возросла с 33,42 м до 33,73 м. Отметка же в озерной части водохранилища в этот период колебалась в пределах от 33,50 м до 33,90 м, что по Правилам [5] также превышает предельный уровень наполнения.

Пункт 3.1.13 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» [27] гласит, что при пропуске высоких половодий превышение НПУ гидроузлов допускается только при полностью открытых затворах всех водосбросных и водопропускных отверстий и при обязательном использовании всех гидротурбин. Анализ фактических величин расходов через водосливную плотину и расходов через гидротурбины ГЭС показывает, что данное требование не выполнялось и водохранилище эксплуатировалось выше НПУ без оправданных на то причин – полная пропускная способность турбин не использовалась, как и полная пропускная способность водосливной плотины. В расчетных режимах таких случаев не допускалось.

За период с 1966 г. по 1981 г. фактическая максимальная среднемесячная величина холостых сбросов была в июне 1976 г. и составила 63 м³/с, обеспеченность года составляет 34 % (умеренно многоводный). Благодаря нахождению оптимальных режимов сработки-наполнения водохранилищ удалось достигнуть не только покрытия потерянной выработки, но и получить дополнительную выработку.

Суммарная фактическая выработка каскада за 15 лет составляет 7649 млн. кВт·ч, расчетная – 8000 млн. кВт·ч.

Таким образом, на данном этапе удалось достичь поставленных задач и организовать режим работы Верхне-Свирской ГЭС без использования водосбросов, достигнуть увеличения выработки электроэнергии в сравнении с фактическими режимами работы при удовлетворении требований различных водопользователей.

Расчеты показали, что Верхне-Свирское водохранилище позволяет осуществлять многолетнее регулирование стока. Использование данного типа регулирования при эксплуатации каскада позволяет получить значительный экономический эффект.

В расчетных режимах в *ноябре* производилась сработка водохранилища. В целом в ноябре удавалось придерживаться рекомендаций диспетчерского графика, но были случаи отклонения от него (выдавали расходы больше диспетчерских для получения большей выработки, если позволяла гидрологическая обстановка, а также меньше диспетчерских для поддержания судоходной отметки). Анализируя исходный гидрологический ряд с 1956 г. по

2018 г. видно, что минимальное значение притока в ноябре составило 149 м³/с (2014 г.), максимальное значение – 1126 (1957 г.). В зависимости от величины притока при эксплуатации рекомендуется сработка водохранилища в ноябре, но также возможна работа по водотоку. В случае притока больших расходов возможна работа по водотоку (пропуская весь приток), но только в том в случае, если сочетания такого расхода и уровня воды в водохранилище по кривой подпора не дают нам в итоге отметку ниже минимальной судоходной. Если при работе по водотоку видно, что отметка станет меньше минимальной судоходной, то часть притока лучше запасти, а затем сработать его уже в межженный зимний период.

Декабрь-март принадлежат к межженному периоду.

Условие для нормального функционирования ГЭС в зимний период является обеспечение энергосистемы гарантированной мощностью в зимний период, когда в системе наблюдается повышение потребления электроэнергии. Верхне-Свирская ГЭС должна обеспечить выдачу гарантированной мощности в январе и декабре. Это и является основным ограничением для работы в данные месяцы.

Минимальное значение притока в декабре составило 140 м³/с (2006 г.), максимальное значение – 800 м³/с (2015 г.). Минимальное значение притока в январе составило 119 м³/с (1960 г.), максимальное значение – 796 м³/с (2014 г.).

В целом, возможно работать по диспетчерскому графику, чтобы станция могла выдать минимальную требуемую мощность. Лишь в некоторые годы диспетчерских расходов было недостаточно для ее выдачи, поэтому при эксплуатации необходимо обращать внимание на прогнозы приточности.

При расчетных режимах большую часть периода в зимние месяцы выдавали мощности больше гарантированных, иногда это рекомендовал диспетчерский график, а иногда позволяла водность года. Выдача больших мощностей в реальных режимах возможна (если это не рекомендует диспетчерский график) в том случае, если: зимние приточные расходы высоки, год многоводный и за период половодья возможно накопить сброшенную воду, либо в маловодный год, если это в дальнейшем не приведет к снижению минимальной судоходной отметки в период навигации.

Минимальное значение притока в феврале составило 100 м³/с (1960 г.), максимальное значение – 501 м³/с (2014 г.). Минимальное значение притока в марте составило 97 м³/с (1960 г.), максимальное значение – 571 м³/с (2014 г.).

В *феврале, марте* рекомендуется сработка водохранилища. В целом также возможно придерживаться режима работы ГЭС, рекомендованного диспетчерским графиком, но стоит обращать внимание на реальную гидрологическую обстановку. Можно выдавать и большие расходы, если это не приведет к нарушению требований судоходства.

Для нормального функционирования судов уже в марте необходимо контролировать отметки озерной и речной части, не допуская их снижения ниже установленных, так как данный месяц относится к межженному периоду, и наполнение водохранилища в этот месяц невозможно, в виду необходимости выдачи расходов на санитарный попуск и водохозяйственный комплекс.

Апрель, май относятся к периоду половодья. Минимальное значение притока в апреле составило 317 м³/с (1998 г.), максимальное значение – 1829 м³/с (2000 г.). Минимальное значение притока в мае составило 762 м³/с (1960 г.), максимальное значение – 2616 м³/с (1966 г.).

Благодаря проведенной работе была выявлена взаимосвязь притока воды во время весеннего половодья с уровнем водности года, а именно: в случае притока в мае 1600 м³/с и более, велика вероятность того, что год будет многоводным. Кроме того, Гидрометцентр России предоставляет данные по прогнозируемому притоку воды на месяц, а также на квартал вперед и мы можем узнать планируемый приток в мае. Исходя из того, что год многоводный, можно сделать вывод, что расходы в половодье будут значительными, и следует пропускать через гидротурбины ГЭС большие расходы порядка 650-700 м³/с и более, а оставшуюся часть притока следует запасать. В расчетных режимах работы назначаемые расходы через ГЭС в основном превышали рекомендованные диспетчерским графиком, в реальной эксплуатации это также возможно в случае многоводного года. При эксплуатации рекомендуется наполнение водохранилища в данные месяцы. В случае притока малых расходов в апреле (в маловодные годы) возможна работа в этом месяце по водотоку.

Июнь можно отнести к периоду половодья, но также этот месяц бывает и меженным. Минимальное значение притока в июне составило 400 м³/с (2018 г.), максимальное значение – 1373 м³/с (1981 г.). Большую часть расчетного периода производилась работа с расходами больше рекомендованных. В случае, если год многоводный, рекомендуется готовиться к аккумуляции воды в июне, чтобы поднять уровень верхнего бьефа и в меженный период осуществлять сработку водохранилища и не бояться снижения отметки ниже судоходной. В маловодном году в июне рекомендуется сбрасывать водохранилище либо работать по водотоку. В реальных режимах в маловодном году следует придерживаться рекомендаций диспетчерского графика, иначе назначение высоких расходов через гидротурбины грозит нарушению условий судоходства.

Июль, август относятся преимущественно к меженному периоду и в эти месяцы рекомендуется сработка водохранилища.

Минимальное значение притока в июле составило 200 м³/с (2013 г.), максимальное значение – 1269 м³/с (1962 г.). Минимальное значение притока в августе составило 153 м³/с (2006 г., маловодный), максимальное значение – 1295 м³/с (1961 г., многоводный).

Большую часть расчетного периода рекомендации диспетчерского графика в июле, августе оказались рациональными, но, также как и в других случаях были исключения и, если бы при расчетах назначали диспетчерские расходы, это бы привело к снижению отметок ниже навигационных. В многоводные годы возможна работа с расходами больше диспетчерских для увеличения выработки электроэнергии, а также в маловодные, если это не нарушит нормальное функционирование водного транспорта. В случае притока высоких расходов в очень многоводные, катастрофически многоводные годы

можно работать по бытовому стоку и увеличить выработку, если сочетания расходов через гидроузел и уровней воды в водохранилище в конечном итоге не приведет к снижению судоходных отметок, иначе в этот период часть притока лучше запasti.

Сентябрь относится к меженному периоду, но иногда расходы в этот месяц могут быть значительными из-за сезона дождей. В расчетных режимах в сентябре производилась сработка водохранилища. Минимальное значение притока в сентябре составляет 110 м³/с (2013 г., маловодный), максимальное значение – 1273 м³/с (1962 г., многоводный). Диспетчерский график для этого месяца не всегда корректен, строгое следование рекомендациям в очень маловодные годы может привести к дефициту воды, нарушению функционирования водного транспорта. Рекомендации аналогичны рекомендациям для августа.

Октябрь относится к паводковому периоду из-за сезона дождей, поэтому в многоводные годы возможно наполнение водохранилища, а в маловодный год рекомендуется его сработка и работа по водотoku с целью получения наибольшей выработки электроэнергии. Минимальное значение притока в октябре составило 128 м³/с (2014 г., маловодный), максимальное значение – 1221 м³/с (1966 г., многоводный). В октябре вполне возможно отклонение от диспетчерских расходов в большую сторону – для получения большей выработки электроэнергии, как в маловодные, так и в многоводные годы, если это не нарушит функционирование водного транспорта, а также в меньшую сторону – для поддержания судоходных отметок в случае дефицита воды.

В период наполненного до отметки НПУ водохранилища, имеется достаточный объем для регулирования стока и бесперебойного поддержания судоходной отметки к началу навигации. В данный момент есть возможность максимально использовать полезный объем водохранилища, сбрасывая его, но в период половодья необходимо наполнить водохранилище для возможности дальнейшей сработки в следующих годах и поддержания судоходных глубин.

Таким образом, во избежание холостых сбросов и превышения уровней воды выше НПУ в период половодья необходимо качественно проводить оценку имеющихся на данный момент ресурсов, уделять большее внимание планированию водных режимов и при любой возможности в период межени осуществлять более полную сработку водохранилища, что в период половодья и паводков не приведет к достижению установленных проектных значений, использованию бесполезных сбросов и потере выработки электроэнергии.

Управление длительными режимами ГЭС решается в условиях непредсказуемости стока. Поэтому для рационального управления режимами водохранилища Верхне-Свирской ГЭС предлагается комплексное управление, которое включает в себе использование рекомендаций диспетчерского графика и текущей гидрологической информации, по которой корректируются эти рекомендации. Этот управление в современной практике получило название метод последовательной корректировки.

3 Суточное регулирование Верхне-Свирского водохранилища

3.1 Общие сведения

Задачей водохранилища суточного регулирования является перераспределение равномерного притока в соответствии с требованиями энергосистемы, т. е. в соответствии с характером суточного графика нагрузки и в зависимости от величины бытового притока в реке.

При краткосрочном регулировании основной задачей является нахождение такого режима работы ГЭС, который удовлетворял бы заданному критерию оптимальности [28].

Краткосрочные режимы, как и долгосрочные, могут рассчитываться табличными и графическими методами по различным критериям. Такими критериями могут быть: максимальная выработка электроэнергии гидроэлектростанцией в заданных условиях водопользования, максимальная экономия топливных ресурсов в энергосистеме, максимальное вытеснение мощностей тепловых электростанций из графика нагрузки энергосистемы [29]. Также СТО РусГидро [21] одним из критериев оптимальности выделяет критерий максимального дохода от продажи электроэнергии. Данные критерии требуют наличия различной исходной информации и разной трудоемкости расчетного процесса.

Критерий максимальной экономии топливных ресурсов в энергосистеме заключается в том, чтобы найти такой режим работы ГЭС, при котором затраты топлива будут минимальными. Задача решается с помощью построения характеристик относительных приростов ТЭС и дифференциальных характеристик ГЭС.

Критерий максимального вытеснения тепловых электростанций из графика нагрузки заключается в том, чтобы наибольшая рабочая мощность тепловых станций в суточном режиме стала минимальной, что можно достичь при помощи покрытия гидроэлектростанциями переменной составляющей графика нагрузки. Данная задача может быть решена с помощью построения интегральной кривой нагрузки и нахождения в зоне графика нагрузки такой зоны работы ГЭС, чтобы мощность гидроэлектростанции максимально приблизилась к располагаемой.

Свойство гидроэнергетического оборудования легко воспринимать резкие колебания нагрузки имеет в данном случае важное значение. Это дает возможность размещать ГЭС с суточным регулированием, в переменной части суточного графика нагрузки энергосистемы. Благодаря этому тепловые электростанции могут располагаться в нижней части графика с постоянной или с мало изменяющейся мощностью, чем достигается и малый удельный топливный расход.

Если емкость водохранилища достаточна для аккумуляции всего избыточного притока в часы малой нагрузки, то при отсутствии ограничений этот приток можно использовать для увеличения ее мощности в пиковые часы. Но эффект увеличения мощности не ведет к увеличению выработки

электроэнергии, а скорее наоборот, выработка при суточном регулировании окажется меньше той, которую могла бы выдать ГЭС, работая без регулирования. Это является результатом того, что среднесуточный уровень воды в нижнем бьефе при неустановившихся режимах всегда будет выше, чем при постоянном расходе. Среднесуточный уровень воды в верхнем бьефе всегда будет ниже по сравнению с тем вариантом, когда станция работала бы без регулирования.

В задачи магистерской диссертации не входит сравнение между собой всех критериев оптимальности, а оптимизация режима сработки-наполнения водохранилищ каскада Ладожских ГЭС в сравнении с существующим режимом работы. Для суточного регулирования примем критерий максимального вытеснения тепловых электростанций из графика нагрузки.

Для проведения расчетов предварительно построим суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки.

3.2 Данные по энергосистеме

Каскад Ладожских ГЭС входит в объединенную энергетическую систему Северо-Запада.

Для построения суточных графиков нагрузки используем данные по фактическому потреблению мощности энергосистемы Северо-Запада с сайта Системного оператора ЕЭС [30].

Используем данные по фактическому потреблению мощности для одних суток каждого месяца в период с декабря по январь 2018 года. Таким образом, получим 12 суточных графиков нагрузки. Для примера в таблице 3.1 приведем данные для построения суточного графика нагрузки ноября.

Таблица 3.1 – Нагрузка энергосистемы ОДУ Северо-Запада для суток ноября

t, ч	P, МВт	t, ч	P, МВт
0	11202	12	12753
1	10750	13	12825
2	10514	14	12839
3	10344	15	12744
4	10267	16	13004
5	10347	17	13274
6	10661	18	13322
7	11301	19	13220
8	11998	20	12983
9	12699	21	12789
10	12809	22	12448
11	12924	23	11903

Для суточного графика строится интегральная кривая нагрузки.

Находим приращение мощности ΔP_n по формуле 3.1. Вычисляем приращение выработки ΔE_n по формуле 3.2. После этого вычисляем координаты

мощности $\mathcal{E}_{\text{коорд.}n}$ по формуле 3.3 и координаты выработки $P_{\text{коорд.}n}$ по формулам 3.4.

$$\Delta P_n = P_{\text{ранж.}n} - P_{\text{ранж.}n+1} \cdot \quad (3.1)$$

$$\Delta \mathcal{E}_n = \Delta P_n \cdot \Delta t. \quad (3.2)$$

$$\mathcal{E}_{\text{коорд.}n} = \Delta \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_{\text{коорд.}n-1}. \quad (3.3)$$

$$P_{\text{коорд.}n} = \Delta P_n + P_{\text{коорд.}n-1}. \quad (3.4)$$

Результаты расчетов интегральной кривой нагрузки для суток ноября представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Интегральная кривая нагрузки для суток ноября

t, ч	$P_{\text{ранж.}}$, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн. кВт·ч	$P_{\text{коорд.}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{коорд.}}$, млн. кВт·ч
1	13322	48	0	48	0
2	13274	54	0	102	0
3	13220	216	1	318	1
4	13004	21	0	339	1
5	12983	59	0	398	1
6	12924	85	1	483	2
7	12839	14	0	497	2
8	12825	16	0	513	2
9	12809	20	0	533	2
10	12789	36	0	569	2
11	12753	9	0	578	3
12	12744	45	1	623	3
13	12699	251	3	874	6
14	12448	450	6	1324	13
15	11998	95	1	1419	14
16	11903	602	10	2021	24
17	11301	99	2	2120	25
18	11202	452	8	2572	34
19	10750	89	2	2661	35
20	10661	147	3	2808	38
21	10514	167	4	2975	42
22	10347	3	0	2978	42
23	10344	77	2	3055	44
24	10267	10267	246	13322	290

Аналогичным образом строятся графики суточных нагрузок и ИКН для остальных месяцев года, и выполняются расчеты. Суточные графики нагрузок и ИКН представлены в приложении Г.

Энергетическую систему Северо-Запада образует 141 электростанция (в том числе 113 электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше), суммарная установленная мощность станций достигает 24,6 ГВт.

Около 25 % суммарного производства ОЭС Северо-Запада вырабатывают атомные станции, тепловые станции производят 62 %, гидроэлектростанции производят 13 %.

Каскад Ладожских гидроэлектростанций принадлежит ПАО «ТГК-1». Компания является крупнейшим производителем электроэнергии и тепловой энергии в Северо-Западных областях России. 40 % установленной мощности компании приходится на гидрогенерацию – в ее состав входит сорок гидроэлектростанций суммарной мощностью около 3 000 МВт.

ОЭС Северо-Запада имеет границы с энергосистемами Урала и Центра, а также с энергосистемами Норвегии и Финляндии.

Энергосистема Северо-Запада осуществляет экспортные поставки электроэнергии в Финляндию через Выборгский преобразовательный комплекс до 1,4 ГВт и до 0,17 ГВт от гидрогенераторов ГЭС ПАО «ТГК-1», в Норвегию – до 56 МВт от генераторов ГЭС ПАО «ТГК-1».

В Финляндию поставку электроэнергии производят: Светогорская ГЭС, мощностью – 110 МВт; каскад Пазских ГЭС мощностью – до 60 МВт.

Поставку электроэнергии в Норвегию производит Борисоглебская ГЭС, максимальная мощность может достигать 56 МВт, но в нормальном режиме поставляется 28 МВт.

По официальным данным [31] в 2018 году величина экспортных поставок электроэнергии ПАО «ТГК-1» составила 0,98 млрд. кВт·ч.

По отчетным данным Системного оператора [28], выработка электроэнергии электростанциями Северо-Запада за 2018 год составила 113,4 млрд. кВт·ч, что примерно на 5 % больше, чем в 2017 году. Потребление электроэнергии в 2018 году составило 95 млрд. кВт·ч, что на 1,2 % больше, чем в 2017 году. Видно, что сохраняется положительная динамика потребления электроэнергии.

Согласно политике ПАО «ТГК-1» [1], утвержденной в 2018 году, деятельность компании направлена на энергосбережение и увеличение энергетической эффективности, в том числе на рациональное использование водных ресурсов, что также подтверждает необходимость проведения работы по оптимизации водноэнергетических режимов каскада.

Наиболее крупными гидрогенерирующими объектами ОЭС Северо-Запада являются каскады: Туломских ГЭС, Серебрянских ГЭС, Пазских ГЭС, Нивских ГЭС, Кемских ГЭС, Выгских ГЭС, Сунских ГЭС, Ладожских ГЭС, Вуоксинских ГЭС; Нарвская ГЭС.

Данные по установленным мощностям гидроэлектростанций энергосистемы и их выработкам указаны в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Характеристики ГЭС ОЭС Северо-Запада

Наименование ГЭС		Установленная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт·ч
каскад Вуоксинских ГЭС	Лесогорская ГЭС	118	613,4
	Светогорская ГЭС	122	554,6
каскад Выгских ГЭС	Маткожненская ГЭС	63	375,0
	Выгостровская ГЭС	40	233,0
	Беломорская ГЭС	27	131,5
	Палакоргская ГЭС	30	165,0
	Ондская ГЭС	80	416,0
каскад Кемских ГЭС	Путкинская ГЭС	84	396,0
	Подужемская ГЭС	48	217,0
	Кривопорожская ГЭС	180	479,0
	Юшкозерская ГЭС	18	79,0
каскад Сунских ГЭС	Кондопожская ГЭС	25,6	131,0
	Пальеозерская ГЭС	25	116,0
	Группа малых ГЭС	13,1	45,0
каскад Серебрянских ГЭС	Верхне-Тулумская ГЭС	268	861,4
	Нижне-Тулумская ГЭС	56	246,5
	Серебрянская ГЭС-1	201	593,9
	Серебрянская ГЭС-2	156	530,1
	Верхне-Териберская ГЭС	130	263,5
	Нижне-Териберская ГЭС	26,5	57,0
каскад Нивских ГЭС	Нива ГЭС-1	26	131,6
	Нива ГЭС-2	60	365,3
	Нива ГЭС-3	155,5	877,0
	Кумская ГЭС	80	355,6
	Иовская ГЭС	96	508,4
	Князегубская ГЭС	152	751,7
каскад Пазских ГЭС	Янискоски ГЭС	30,2	211,3
	Раякоски ГЭС	43,2	228,5
	Кайтакоски ГЭС	11,2	67,9
	Борисоглебская ГЭС	56	275,0
	Хевоскоски ГЭС	47	211,7
Волховская ГЭС		86	382,5
Нарвская ГЭС		124,8	568,3

Все гидроэлектростанции располагаем в пиковой и полупиковой частях суточных графиков нагрузки после расположения на графиках Верхне-Свирской и Нижне-Свирской ГЭС. При расположении гидроэлектростанций энергосистемы в суточном графике нагрузки пользуемся данными о их мощности и выработки электроэнергии, методикой, указанной в [22, 32], а также структурами покрытия графиков нагрузки в ОЭС Северо-Запада из научных работ [33] и [34].

3.3 Водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Верхне-Свирского водохранилища

Расчет параметров режима ГЭС при краткосрочном регулировании стока основан, также как и долгосрочное, на решении уравнения водного баланса.

При расчетах соблюдаем все ограничения, указанные ранее (обеспечение судоходных глубин, расходов на санитарный попуск и водохозяйственный комплекс, выдача гарантированной мощности).

Также необходимо учитывать расчетные максимальные значения отметок нижнего бьефа. Согласно [5] максимальное значение отметки нижнего бьефа в период навигации не должно превышать отметки 19,20 м, а в межнавигационный период – отметки 20,30 м.

Скорость сработки-наполнения водохранилища не должна превышать 30 см в час.

При расчетах следует учитывать и то, что расчетная пропускная способность гидротурбин Нижне-Свирской ГЭС гораздо меньше, чем у Верхне-Свирской ГЭС, кроме того, установленная мощность Нижне-Свирской ГЭС не может использоваться полностью из-за технических ограничений.

При расчетах водноэнергетических режимов низконапорных и средненапорных ГЭС СТО РусГидро [21] рекомендует учитывать неустановившееся движение воды в нижнем бьефе. Но стандарт также разрешает использовать в расчетах статические характеристики верхнего и нижнего бьефа в случае невозможности использования моделей неустановившегося движения в виду отсутствия данных, поэтому для расчетов принимаем статические характеристики.

Алгоритм расчета в целом похож на алгоритм, приведенный ранее для многолетнего регулирования стока. Однако, интервал времени для суточного регулирования составляет не месяц, а один час.

В качестве исходных данных для суточного регулирования используются результаты, полученные при многолетнем регулировании стока.

В качестве бытового притока принимаем значение расхода ГЭС $Q_{ГЭС}$, полученного при многолетнем регулировании для выбранного месяца и года. Данная величина уже учитывает потери воды на испарение и льдообразование.

В качестве начальной отметки верхнего бьефа $z_{в.б.}^H$ для рассматриваемых суток принимаем среднее значение верхнего бьефа у плотины ГЭС $z_{в.б.}^{cp.}$, полученное в результате расчетов при многолетнем регулировании стока для соответствующего месяца. Одним из условий для суточного регулирования принимаем равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода.

Расход воды через ГЭС назначается с учетом работы Верхне-Свирской ГЭС в пиковой части и полупиковой части суточного графика нагрузки с возможно наибольшей мощностью и с учетом задаваемых ограничений.

Для определения уровня верхнего бьефа используются кривая зависимости объемов речной части водохранилища от уровней воды в верхнем бьефе (рисунок 1.3).

Все величины определяются по аналогичным формулам, рассмотренным во второй главе.

Приведем пример для одних суток регулирования – для ноября 1966 года.

Начальная отметка верхнего бьефа составляет $z_{в.б.}^H = 32,64$, расход $Q = 750$ м³/с. Отметке 32,59 м по кривой (рисунок 1.3) соответствует объем водохранилища $V_{нач.} = 0,213$ км³.

Вписываем ГЭС в суточный график и интегральную кривую нагрузки. Расход воды назначаем с учетом всех вышеперечисленных требований. Главным ограничением в период навигации являются поддержание расчетных отметок. Ограничение по максимальной отметке нижнего бьефа влияет и на пропускаемый ГЭС расход. Так, в ноябре ГЭС работает 15 часов с расходом в нижний бьеф 1006-1053 м³/с. Если ГЭС будет работать меньшее количество часов, например 14 часов, то требования выполняться не будут, и отметка нижнего бьефа превысит отметку 19,20 м.

Сработку водохранилища начинаем с 9 часов. Приведем пример расчета для 9 часов ноября 1966 года.

Расход через гидротурбины ГЭС определяется по формуле (2.10):

$$Q_{\text{ГЭС}} = 750 + 250 = 1000 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расход воды в нижний бьеф гидроузла по формуле (2.4):

$$Q_{\text{н.б.}} = 1000 + 1 + 5 = 1006 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Изменение объема водохранилища по формуле (2.2) составит:

$$\Delta V = 250 \cdot 3600/10^9 = 0,001 \text{ км}^3.$$

Конечный объем воды в водохранилище:

$$V_{\text{кон.}} = 0,213 - 0,001 = 0,212 \text{ км}^3.$$

Конечное значение уровня верхнего бьефа, соответствующее объему воды в водохранилище на конец расчетного интервала, определяется по зависимости (рисунок 1.2). Объему $V_{\text{кон.}} = 0,212 \text{ км}^3$ соответствует отметка $z_{\text{в.б.}}^{\text{к.}} = 32,61 \text{ м}$.

Среднее значение отметки верхнего бьефа ГЭС составляет 32,62 м.

В следующем интервале времени начальному значению объема и отметке воды в водохранилище соответствует конечное значение объема и отметке воды в предыдущем интервале.

Определяем отметку нижнего бьефа ГЭС. По кривой (рисунок 1.4) расходу воды 1006 м³/с соответствует отметка нижнего бьефа ГЭС 19,11 м.

Напор на турбине рассчитываем по формуле (2.11):

$$H_{\text{ГЭС}} = 32,62 - 19,11 - 0,55 = 12,96 \text{ м}.$$

Среднеинтервальная мощность, вырабатываемая станцией за рассматриваемый час:

$$N_{\text{ГЭС}} = 8,53 \cdot 1006 \cdot 12,96 = 111 \text{ МВт}.$$

Среднеинтервальная выработка электроэнергии ГЭС за рассматриваемый час составит:

$$\mathcal{E} = 111 \cdot 1/10^3 = 0,111 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Мощность, с которой ГЭС участвует в покрытии пиковой части графика нагрузки:

$$N_{\text{ГЭС}}^{\text{пик.}} = N_{\text{ГЭС}} - N_{\text{ГЭС}}^{\text{баз.}} \quad (3.5)$$

Расход, требуемый на обеспечение санитарного попуска и водохозяйственного комплекса составляет $300 \text{ м}^3/\text{с}$, что соответствует мощности $N_{\text{ГЭС}}^{\text{баз.}} = 34 \text{ МВт}$ и часовой выработке $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{баз.}} = 0,034 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$.

Пиковая мощность ГЭС в 9 часов составит:

$$N_{\text{ГЭС}}^{\text{пик.}} = 111 - 34 = 77 \text{ МВт.}$$

Выработка, с которой ГЭС в рассматриваемый час участвует в покрытии пиковой части графика нагрузки:

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} - \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{баз.}} \quad (3.6)$$

Пиковая выработка ГЭС в 9 часов составит:

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{пик.}} = 0,111 - 0,034 = 0,077 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для каждого часа рассматриваемых суток. Таким образом, Верхне-Свирская ГЭС в рассматриваемый период работает 15 часов в пиковой части графика нагрузки с суммарной выработкой 1,14 млн. кВт·ч, оставшиеся 9 часов ГЭС работает в только в базовой части графика.

Стоит отметить, что в базовой части Верхне-Свирская ГЭС работает 24 часа в сутки из-за необходимости постоянного обеспечения расхода на санитарный попуск и водохозяйственный комплекс. В базовой части графика ГЭС работает с мощностью 34 МВт и суммарной выработкой 0,82 млн. кВт·ч.

Результаты расчетов мощности и выработки электроэнергии для каждого часа ноябрьских суток представлены в таблицах 3.4, 3.5.

Таблица 3.4 – Почасовая расчетная мощность ГЭС для суток ноября 1966 г.

t, час	$N_{ГЭС}$, МВт	$N_{ГЭС}^{пик}$, МВт	$N_{ГЭС}^{баз}$, МВт	t, час	$N_{ГЭС}$, МВт	$N_{ГЭС}^{пик}$, МВт	$N_{ГЭС}^{баз}$, МВт
9	111	77	34	21	111	77	34
10	111	77	34	22	111	77	34
11	111	77	34	23	111	77	34
12	111	77	34	0	34	-	34
13	111	77	34	1	34	-	34
14	111	77	34	2	34	-	34
15	111	77	34	3	34	-	34
16	111	77	34	4	34	-	34
17	111	77	34	5	34	-	34
18	111	77	34	6	34	-	34
19	111	77	34	7	34	-	34
20	111	77	34	8	34	-	34

Таблица 3.5 – Почасовая расчетная выработка ГЭС для суток ноября 1966 г.

t, час	$\mathcal{E}_{ГЭС}$, млн. кВт·ч	$\mathcal{E}_{ГЭС}^{пик}$, млн. кВт·ч	$\mathcal{E}_{ГЭС}^{баз}$, млн. кВт·ч	t, час	$\mathcal{E}_{ГЭС}$, млн. кВт·ч	$\mathcal{E}_{ГЭС}^{пик}$, млн. кВт·ч	$\mathcal{E}_{ГЭС}^{баз}$, млн. кВт·ч
9	0,111	0,077	0,034	21	0,111	0,077	0,034
10	0,111	0,077	0,034	22	0,111	0,077	0,034
11	0,111	0,077	0,034	23	0,111	0,077	0,034
12	0,111	0,077	0,034	0	0,034	-	0,034
13	0,111	0,077	0,034	1	0,034	-	0,034
14	0,111	0,077	0,034	2	0,034	-	0,034
15	0,111	0,077	0,034	3	0,034	-	0,034
16	0,111	0,077	0,034	4	0,034	-	0,034
17	0,111	0,077	0,034	5	0,034	-	0,034
18	0,111	0,077	0,034	6	0,034	-	0,034
19	0,111	0,077	0,034	7	0,034	-	0,034
20	0,111	0,077	0,034	8	0,034	-	0,034

Результаты водноэнергетических расчетов представлены в таблице 3.6 и на рисунке 3.1.

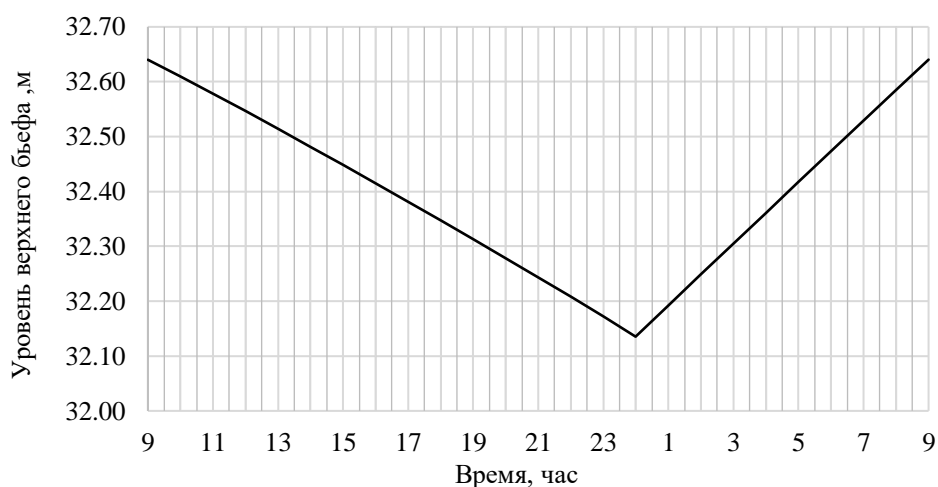


Рисунок 3.1 – Расчетный суточный режим сработки-наполнения Верхне-Свирского водохранилища ноября 1966 года

Таблица 3.6 – Водноэнергетический расчет для суток ноября 1966 года

Час	Расходы, м ³ /с								Объемы, км ³			Отметки ГЭС, м				Н, м	N, МВт
	Q _{пол.быт.}	Q _{фильтр.}	Q _{шлюз.}	Q _{х.сбр.}	Q _{вдхр.}	Q _{ГЭС}	Q _{вп.}	Q _{н.б.}	V _{нач.}	ΔV	V _{кон.}	Z _{вб.нач.}	Z _{вб.кон.}	Z _{вб.ср.}	Z _{н.б.}		
9	750	1	5	0	250	1000	300	1006	0,213	0,001	0,212	32,64	32,61	32,62	19,11	12,96	111
10	750	1	5	0	260	1010	300	1016	0,212	0,001	0,211	32,61	32,58	32,59	19,12	12,92	111
11	750	1	5	0	262	1012	300	1018	0,211	0,001	0,210	32,58	32,55	32,56	19,12	12,89	111
12	750	1	5	0	265	1015	300	1021	0,210	0,001	0,209	32,55	32,51	32,53	19,13	12,85	111
13	750	1	5	0	266	1016	300	1022	0,209	0,001	0,208	32,51	32,48	32,50	19,13	12,82	111
14	750	1	5	0	268	1018	300	1024	0,208	0,001	0,207	32,48	32,45	32,46	19,13	12,78	111
15	750	1	5	0	272	1022	300	1028	0,207	0,001	0,206	32,45	32,42	32,43	19,14	12,74	111
16	750	1	5	0	278	1028	300	1034	0,206	0,001	0,205	32,42	32,38	32,40	19,15	12,70	111
17	750	1	5	0	274	1024	300	1030	0,205	0,001	0,204	32,38	32,35	32,36	19,14	12,67	111
18	750	1	5	0	275	1025	300	1031	0,204	0,001	0,203	32,35	32,31	32,33	19,14	12,64	111
19	750	1	5	0	280	1030	300	1036	0,203	0,001	0,202	32,31	32,28	32,30	19,15	12,60	111
20	750	1	5	0	282	1032	300	1038	0,202	0,001	0,201	32,28	32,24	32,26	19,15	12,56	111
21	750	1	5	0	285	1035	300	1041	0,201	0,001	0,200	32,24	32,21	32,23	19,16	12,52	111
22	750	1	5	0	290	1040	300	1046	0,200	0,001	0,199	32,21	32,17	32,19	19,16	12,48	111
23	750	1	5	0	297	1047	300	1053	0,199	0,001	0,198	32,17	32,14	32,15	19,17	12,43	111
0	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,198	-0,002	0,199	32,14	32,19	32,16	18,11	13,50	34
1	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,199	-0,002	0,201	32,19	32,25	32,22	18,11	13,56	34
2	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,201	-0,002	0,203	32,25	32,31	32,28	18,11	13,62	34
3	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,203	-0,002	0,204	32,31	32,36	32,33	18,11	13,67	34
4	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,204	-0,002	0,206	32,36	32,42	32,39	18,11	13,73	34
5	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,206	-0,002	0,208	32,42	32,47	32,45	18,11	13,79	34
6	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,208	-0,002	0,209	32,47	32,53	32,50	18,11	13,84	34
7	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,209	-0,002	0,211	32,53	32,58	32,56	18,11	13,90	34
8	750	1	5	0	-456	294	300	300	0,211	-0,002	0,213	32,58	32,64	32,61	18,11	13,95	34

Суммарная расчетная выработка за рассматриваемые сутки составила 1,97 млн. кВт·ч. Максимальная рабочая мощность составила 111 МВт. Суточный график нагрузки и интегральная кривая для ноябрьских суток 1966 г. приведены в следующей главе с учетом расположения на графиках Нижне-Свирской ГЭС.

Далее расчет продолжается, и рассматриваются следующие сутки. Алгоритм водноэнергетического расчета аналогичен вышеуказанному. Результаты расчетов представлены в приложении В.

По указанной методике были выполнены водноэнергетические расчеты для одних суток каждого месяца для всего пятнадцатилетнего цикла регулирования.

Также как и при многолетнем регулировании стока, в данном расчете пришлось столкнуться с теми же ограничениями, накладываемыми на режим различными водопользователями – поддержание судоходных уровней, обеспечение расхода на санитарный попуск и водохозяйственный комплекс.

В многолетнем регулировании были выполнены требования по обеспечению минимальных судоходных уровней верхнего и нижнего бьефов. Так как данные для суточного регулирования используются из расчетов многолетнего, а также отметки уровней воды, поэтому особых сложностей с поддержанием судоходных уровней верхнего бьефа не возникало.

При суточном регулировании заметно колеблется уровень нижнего бьефа, и правила использования водных ресурсов каскада [5] предписывают соблюдать максимальный уровень нижнего бьефа в навигационный период – на уровне не выше 19,20 м, а в межнавигационный период – не выше 20,30 м.

Данное обстоятельство в навигационный период ограничило возможный пропускаемый расход через гидроэлектростанцию, соответственно и выдачу большей рабочей мощности и более высокое положение ГЭС в графике нагрузки. Это особенно проявлялось в случае, если в многолетнем регулировании была запланирована выдача большого расхода (500 м³/с и выше). Поэтому приходилось снижать пиковую рабочую мощность и работать большее количество часов, тем самым зона работы ГЭС на графике нагрузки из верхнего положения была снижена в более низкое.

Проектная пропускная способность Нижне-Свирской ГЭС меньше Верхне-Свирской на 320 м³/с. Кроме того, Нижне-Свирская ГЭС имеет технические ограничения установленной мощности, соответственно, уменьшается и максимальный пропускаемый через турбину расход. Поэтому при назначении режима работы Верхне-Свирской ГЭС и расхода, пропускаемого через гидротурбины, следует предусматривать и режим работы Нижне-Свирской ГЭС. Более подробно режим работы Нижне-Свирской ГЭС будет рассмотрен в четвертой главе.

Рассмотрим результаты расчета пятнадцатилетнего цикла регулирования при суточном регулировании стока. Рассмотрим каждый месяц всего цикла регулирования отдельно.

В ноябре при различных расходах ГЭС, запланированных в многолетнем разрезе от минимального 341 м³/с до максимального 750 м³/с,

минимальная пиковая рабочая мощность составила $N_{min}=73$ МВт, максимальная пиковая $N_{max}=112$ МВт, время работы в пиковой и полупиковой частях достаточно различно и составило 3, 5, 6, 12-15 часов. Максимальная выработка электроэнергии за сутки составила 1,97 млн. кВт·ч.

В декабре $N_{min}=69$ МВт, $N_{max}=148$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=397$ м³/с, $Q_{max}=722$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях графика нагрузки составило 3, 5, 11-14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,89 млн.кВт·ч.

В январе $N_{min}=61$ МВт, $N_{max}=147$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=405$ м³/с, $Q_{max}=729$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 3, 4, 11-14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,84 млн.кВт·ч.

В феврале $N_{min}=56$ МВт, $N_{max}=137$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=349$ м³/с, $Q_{max}=670$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 2-5, 8, 12 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,72 млн.кВт·ч.

В марте $N_{min}=58$ МВт, $N_{max}=108$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=348$ м³/с, $Q_{max}=675$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 5, 10, 14 часов с преобладанием работы в течение 5 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,73 млн.кВт·ч.

В апреле $N_{min}=64$ МВт, $N_{max}=107$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=444$ м³/с, $Q_{max}=696$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 5, 10, 11, 14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,77 млн.кВт·ч. В некоторые годы станция также работает в базовой части графика нагрузки с расходом, требуемым для обеспечения требований санитарного попуска и водохозяйственного комплекса.

В мае $N_{min}=74$ МВт, $N_{max}=104$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=483$ м³/с, $Q_{max}=735$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 6, 9, 10, 14, 15 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,82 млн.кВт·ч.

В июне $N_{min}=59$ МВт, $N_{max}=107$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=521$ м³/с, $Q_{max}=733$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 7, 11, 14 часов с преобладанием работы в течение 11 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,84 млн.кВт·ч.

В июле $N_{min}=49$ МВт, $N_{max}=109$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{min}=329$ м³/с, $Q_{max}=734$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 2, 12-14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,83 млн.кВт·ч. В некоторые годы станция также работает в базовой части графика нагрузки с расходом, требуемым для обеспечения требований санитарного попуска и водохозяйственного комплекса.

В августе $N_{\min}=54$ МВт, $N_{\max}=102$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{\min}=359$ м³/с, $Q_{\max}=734$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 3, 7, 10, 12-14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,80 млн.кВт·ч.

В сентябре $N_{\min}=68$ МВт, $N_{\max}=108$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{\min}=315$ м³/с, $Q_{\max}=735$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 2, 11, 12, 14 часов с преобладанием работы в течение 14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,81 млн.кВт·ч. В некоторые годы станция также работает в базовой части графика нагрузки, обеспечивая потребителей необходимыми расходами.

В октябре $N_{\min}=59$ МВт, $N_{\max}=106$ МВт, расходы через ГЭС, запланированные в многолетнем разрезе, $Q_{\min}=351$ м³/с, $Q_{\max}=726$ м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 3, 12-14 часов с преобладанием работы в течение 12 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,78 млн.кВт·ч.

Видно, что зона работы Верхне-Свирской ГЭС на графике нагрузке достаточно различна.

При суточном регулировании уровень верхнего бьефа ГЭС колеблется и его среднее положение, и соответственно средний напор меньше наибольшего возможного, поэтому количество энергии, вырабатываемое ГЭС, меньше того, которое она могла бы выработать, работая без всякого регулирования. Таким образом, суточное регулирование вызывает потери энергии или за счет снижения уровней воды в верхнем бьефе или повышения их в нижнем бьефе.

Да, возможна работа Верхне-Свирской ГЭС в базовой части графика нагрузки с постоянным расходом, запланированным в многолетнем регулировании, в течение 24 часов. Но в таком случае, имея огромные преимущества перед ТЭС в части маневренности оборудования, ГЭС не выполняет одного из своих назначений для энергосистемы – покрытие переменной части графика нагрузки.

Так, при участии Верхне-Свирской ГЭС в суточном регулировании и покрытии пиковой и полупиковой части графика нагрузки потеря в выработке в сравнении с режимом, при котором бы ГЭС работала без суточного регулирования (по расходу, запланированному в многолетнем регулировании), колеблется в пределах 0,03-3,4 % от среднемесячной выработки электроэнергии и в пределах 0,8-2,2% от годовой выработки. Эти потери не так уж и велики в сравнении с преимуществами суточного регулирования ГЭС, которые получает энергетическая система.

Найдем выручку от реализации электроэнергии (доход) на оптовом рынке электроэнергии. Будем учитывать выручку от реализации электроэнергии на РСВ.

Для тех же суток каждого месяца, для которых были построены суточные графики нагрузки и ИКН, с сайта Администратора торговой системы [35] найдем цены на продажу электроэнергии в ОЭС Северо-Запада. При расчетах опустим потери в сетях. Цены представлены в таблице В.24 приложения В.

Выручку (доход) от реализации продукции можно определить по формуле:

$$B = Q \cdot P, \quad (3.7)$$

где Q – количество данного вида продукции;

P – цена конкретного вида продукции.

Найдем выручку от реализации электроэнергии для гидрологических условий рассматриваемого 15-тилетнего периода регулирования, но для цен 2018 года.

Приведем пример для ноябрьских суток 1966 г.

Мощность Верхне-Свирской ГЭС без суточного регулирования составляет 85 МВт в течение всех суток, количество электроэнергии, вырабатываемое каждый час постоянно, и составляет 85 МВт·ч. Мощность ГЭС при участии в суточном регулировании различна в каждый час, соответственно и выработка тоже.

Приведем пример расчета для 9 часов ноября 1966 г.

Выработка электроэнергии в данный час при участии ГЭС в суточном регулировании составляет 111 МВт·ч. Выручка от продажи электроэнергии в данный час составит:

$$B = 111 \cdot 1256,2 = 139,4 \text{ тыс. руб.}$$

Выручка от продажи электроэнергии без суточного регулирования в данный час составит:

$$B = 85 \cdot 1256,2 = 106,8 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчеты выручки от реализации электроэнергии для суток ноября 1966 г. представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета выручки от реализации электроэнергии для суток ноября 1966 г.

Час	Цена	Работа без суточного регулирования		Работа с суточным регулированием	
		выработка	выручка	выработка	выручка
	P, руб./МВт·ч	Э, МВт·ч	B, тыс. руб.	Э, МВт·ч	B, тыс. руб.
0	914	85	77,7	34	31,0
1	865	85	73,5	34	29,4
2	851	85	72,4	34	29,1
3	843	85	71,6	34	28,9
4	863	85	73,3	34	29,7
5	915	85	77,8	34	31,5
6	988	85	84,0	34	34,0
7	998	85	84,9	34	34,4
8	1207	85	102,6	34	41,5
9	1256	85	106,8	111	139,4

Окончание таблицы 3.7

Час	Цена	Работа без суточного регулирования		Работа с суточным регулированием	
		выработка	выручка	выработка	выручка
	Р, руб./МВт·ч	Э, МВт·ч	В, тыс. руб.	Э, МВт·ч	В, тыс. руб.
10	1293	85	109,9	111	143,5
11	1296	85	110,1	111	143,8
12	1341	85	113,9	111	148,8
13	1352	85	114,9	111	150,1
14	1370	85	116,4	111	152,0
15	1287	85	109,4	111	142,9
16	1290	85	109,6	111	143,1
17	1311	85	111,5	111	145,6
18	1406	85	119,5	111	156,1
19	1296	85	110,1	111	143,8
20	1276	85	108,5	111	141,7
21	1266	85	107,6	111	140,5
22	1183	85	100,6	111	131,3
23	983	85	83,5	111	109,1
Сумма		2040	2350,1	1973	2421,3

Таким образом, в ноябре выработка при участии ГЭС в суточном регулировании в сравнении с режимом работы ГЭС без регулирования меньше на 67 МВт·ч, но выручка на 71,2 тыс. руб. больше.

Для всех суток периода с ноября 1966 г. по октябрь 1967 г. были выполнены аналогичные расчеты. Результаты расчетов приведены в таблице В.25 приложения В.

Для оценки возможной годовой выручки предположим, что суточный режим работы ГЭС не изменится и цены на продажу электроэнергии останутся такими же, тогда участвуя в суточном регулировании, ГЭС хоть и потеряет часть выработки в размере 23,6 млн. кВт·ч, но дополнительная выручка ГЭС за рассматриваемый год может составить 28,7 млн. руб.

Аналогичным образом была проведена оценка возможной выручки для гидрологических условий рассматриваемого в работе 15-тилетнего цикла для современных тарифов.

Результаты расчетов возможной годовой выручки от реализации электроэнергии представлены в таблице В.26 приложения В.

Произведена оценка возможной выручки для 15-ти лет. Осуществляя только многолетнее регулирование, выручка ГЭС может составить 9251,7 млн. руб., осуществляя суточное регулирование – 9555,4 млн. руб. Таким образом, разница от продажи пиковой и базовой электроэнергии составит 303,7 млн. руб. Диаграмма представлена на рисунке 3.2.

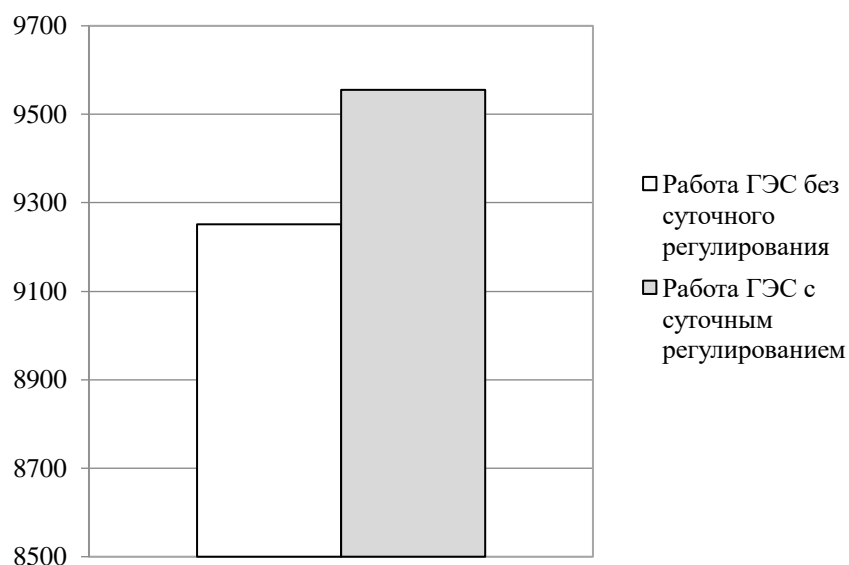


Рисунок 3.2 – Результаты оценки суммарной возможной выручки ГЭС от продажи электроэнергии за 15 лет при разных режимах работы

В реальных условиях цены на продажу электроэнергии различны, однако, это всего лишь произведенная нами оценка возможного дохода от реализации товара.

Таким образом, участвуя в суточном регулировании, Верхне-Свирская ГЭС не только получает дополнительную выручку от реализации электроэнергии на рынке, но и выполняет свое предназначение как гидроэлектростанция – участвуя в покрытии переменной части графика нагрузки.

Вывод: В целом, как видно из расчетов для суточного регулирования критерии оптимизации по максимальной выработке и по максимальной рабочей мощности ГЭС различны. Чем с большей мощностью ГЭС работает и выше располагается в суточном графике нагрузки, тем меньше становится ее выработка электроэнергии и больше выручка компании от продажи пиковой электроэнергии. Осуществляя только многолетнее регулирование, компания упустит дополнительную выручку от продажи электроэнергии.

4 Каскадное регулирование

4.1 Общие сведения

Условия работы водохранилищ, которые расположены каскадно, отличаются от условий одиночных водохранилищ. Схема их связи довольно сложная и работу их станций нельзя рассматривать друг от друга изолированно.

Ступени каскада между собой могут связываться водохозяйственно, гидрологически и гидравлически. Гидрологическая связь заключается в том, что, благодаря регулированию стока водохранилищами ГЭС, расходы воды на каждой ступени перераспределяются. Если водохранилище нижерасположенной станции создает подпор в нижнем бьефе вышерасположенной, то существует гидравлическая связь по напору и расходу – такой каскад называется подпертым или сомкнутым, а без подпора – разомкнутым [36]. Бьефы электростанций, которые совместно обслуживают неэнергетических водопользователей и водопотребителей, создают водохозяйственную связь между ступенями каскада.

Имеется два способа каскадного регулирования: 1) независимое регулирование стока, когда каждая ГЭС рассматривается в качестве самостоятельного источника, которая снабжает водой и энергией конкретных потребителей; 2) компенсирующее регулирование, когда режим работы каждой станции задается так, чтобы достигался больший суммарный эффект.

Для получения энергетического эффекта при каскадном регулировании, выраженном в увеличении суммарной мощности либо выработки энергии, часто применяют компенсирующее регулирование.

В работе будем рассматривать именно компенсирующее регулирование и руководствоваться принципом максимальной эффективности каскада.

Размер водохранилищ вышерасположенных станций влияет на характер каскадного регулирования. С увеличением относительного объема водохранилищ, увеличивается и степень зарегулированности ими стока, т.е. на все нижерасположенные станции каскада будет поступать более зарегулированный сток.

Ранее были рассмотрены многолетнее и суточное регулирование стока Верхне-Свирского водохранилища.

Коэффициент зарегулированности стока Нижне-Свирского водохранилища по формуле 2.1 составляет:

$$\beta = \frac{55,3}{20246} = 0,003.$$

Таким образом, коэффициент зарегулированности стока меньше 0,01, следовательно, как и указано в [5] емкости Нижне-Свирского водохранилища хватает для осуществления только суточного регулирования.

4.2 Водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Нижне-Свирского водохранилища

Общие принципы и алгоритм водноэнергетических расчетов для суточного регулирования Нижне-Свирской ГЭС сохраняются. Расчеты также проводятся на основании решения в каждый интервал времени уравнения водного баланса. Для решения уравнения найдем его составляющие.

Расчетная пропускная способность гидротурбин Нижне-Свирской ГЭС составляет 1160 м³/с, но в виду наличия ограничений установленной мощности до 91,3 МВт пропускная способность становится еще меньше.

Также существуют требования по минимальному уровню верхнего и нижнего бьефов, обязательные к выполнению. В период навигации уровень верхнего бьефа не должен опускаться ниже отметки 17,25 м, уровень нижнего бьефа – не ниже отметки 4,80 м. Максимальный суточный уровень нижнего бьефа, установленный правилами [5] составляет 11,77 м.

Нижний бьеф гидроузла находится в подпоре от Ладожского озера. Для нахождения отметок нижнего бьефа Нижне-Свирской ГЭС используем кривую связи для средней отметки Ладожского озера 5,00 м.

Бытовым притоком для Нижне-Свирской ГЭС будет являться расход воды в нижний бьеф Верхне-Свирской с учетом боковой приточности на участке от Верхне-Свирской до Нижне-Свирской ГЭС.

Полезный бытовой приток к створу Нижне-Свирской ГЭС:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{пр.}} + Q_{\text{бок.}} - Q_{\text{потерь}}, \quad (4.1)$$

где $Q_{\text{пр.}}$ – приток воды к створу Нижне-Свирской ГЭС;

$Q_{\text{бок.}}$ – боковой приток воды на участке от Верхне-Свирской до Нижне-Свирской ГЭС;

$Q_{\text{потерь}}$ – потери воды из водохранилища на шлюзование, фильтрацию, испарение, льдообразование.

Значения потерь воды из водохранилища на шлюзование и фильтрацию принимаем из [23]. Расход воды на фильтрацию принимаем $Q_{\text{фильтр.}} = 1 \text{ м}^3/\text{с}$, расходы воды на шлюзование в каждый месяц различны и указаны в расчетных таблицах (приложение Г).

Потери воды на испарение находим по формулам (2.8, 2.9). Величину испарения с поверхности $V_{\text{исп.0}}$ находим из рисунка П.2.1 литературы [24] и принимаем равной, также как и для Верхне-Свирской ГЭС, величине $V_{\text{исп.0}} = 300 \text{ мм}$. Испарение наблюдается в период с мая по август.

Тогда объем испарения составит:

$$V_{\text{исп.}} = 300 \cdot 24,4 = 7320 \text{ тыс. м}^3.$$

Соответствующий расход воды на испарение:

$$Q_{\text{исп.}} = \frac{7320000}{10627200} = 1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Период ледостава начинается с третьей декады ноября и продолжается до марта. В апреле происходит интенсивное таяние снежного покрова.

Потери воды на льдообразование определяем по формуле (2.7):

$$\Delta Q_{\text{л.}} = 0,9 \cdot 1 \cdot (24,4 - 15,8) \cdot 10^6 / 11318400 = 1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Так, потери воды из водохранилища по формуле 2.6 для ноября 1966 года:

$$Q_{\text{потерь}} = 6 + 1 + 0 + 1 = 8.$$

Потери воды из Нижне-Свирского водохранилища для периода с ноября 1966 г. по октябрь 1967 г. представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Потери воды из Нижне-Свирского водохранилища для периода с ноября 1966 г. по октябрь 1967 г.

Расходы в метрах кубических в секунду

Параметр	1966 г.		1967 г.										Сумма
	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	
$Q_{\text{филт.}}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
$Q_{\text{исп.}}$	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	4
$Q_{\text{л.}}$	1	1	1	1	1	-5	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{шлюз.}}$	6	0	0	0	0	20	20	24	25	26	23	20	164
$Q_{\text{потер.}}$	8	2	2	2	2	16	22	26	27	28	24	21	180

Для расчетов принимаем постоянными потери на испарение, фильтрацию, льдообразование для всех рассчитываемых лет.

Боковая приточность на участке от Верхне-Свирской до Нижне-Свирской ГЭС влияет на режим реки в основном в апреле и мае, значительная величина притоков иногда возникает также в октябре и ноябре.

Значения боковой приточности на участке от Верхне-Свирской до Нижне-Свирской ГЭС представлены в таблице А.2 приложения А.

Приведем пример водноэнергетических расчетов для ноябрьских суток 1966 года.

Для проведения расчетов и определения режима работы Нижне-Свирской ГЭС необходимо предварительно проанализировать режим работы Верхне-Свирской ГЭС в рассматриваемые сутки.

В ноябре 1966 года Верхне-Свирская ГЭС работает в пиковой части графика нагрузки в течение 15 часов – с 9 до 23 часов и ведет сработку водохранилища. Все остальное время суток станция работает с расходом 300 м³/с и ведет наполнение водохранилища.

Величина расхода в нижний бьеф Верхне-Свирской ГЭС во время работы в пиковой части графика составляет 1006-1053 м³/с. Величина боковой приточности в ноябре 1966 года составляет 37 м³/с.

Пропускная способность гидротурбин Нижне-Свирской ГЭС позволяет пропустить такой расход воды, аккумуляция данного объема и холостые сбросы не требуются. Планируем, что Нижне-Свирская ГЭС будет работать также в течение 15 часов в пиковой части – с 9 до 23 часов и в течение 24 часов в базовой части. В течение 9 часов – с 0 до 8 часов ведем наполнение водохранилища до начальной отметки. За начальную отметку принимаем НПУ.

Приведем пример расчета для 9 часов. Полезный приток к створу ГЭС составит:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = 1006 + 37 - 8 = 1035 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Расход через гидротурбины ГЭС по формуле (2.10):

$$Q_{\text{ГЭС}} = 1035 + 40 = 1075 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Расход воды в нижний бьеф гидроузла по формуле (2.4):

$$Q_{\text{н.б.}} = 1075 + 1 + 6 = 1082 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Изменение объёма водохранилища по формуле (2.2) составит:

$$\Delta V = 40 \cdot 3600/10^6 = 0,144 \text{ млн. м}^3.$$

Конечный объем воды в водохранилище:

$$V_{\text{кон.}} = 110,74 - 0,144 = 110,60 \text{ млн. м}^3.$$

Конечное значение уровня верхнего бьефа, соответствующее объему воды в водохранилище на конец расчетного интервала, определяется по зависимости (рисунок 1.5). Объему $V_{\text{кон.}} = 110,60 \text{ млн. м}^3$ соответствует отметка $z_{\text{в.б.}}^{\text{к.}} = 17,94 \text{ м.}$

Среднее значение отметки верхнего бьефа ГЭС составит 17,95 м.

Определяем отметку нижнего бьефа ГЭС. По кривой (рисунок 1.6) расходу воды 1082 м³/с соответствует отметка нижнего бьефа ГЭС 7,48 м.

Среднюю величину потерь напора на сороудерживающих решетках и водоподводящих сооружениях принимаем равной 0,6 м.

Коэффициент мощности принимаем равным 8,6.

Напор на турбине:

$$H_{\text{ГЭС}} = 17,95 - 7,48 - 0,6 = 9,87 \text{ м.}$$

Среднеинтервальная мощность, вырабатываемая станцией за рассматриваемый час:

$$N_{ГЭС} = 8,6 \cdot 1075 \cdot 9,87 = 91 \text{ МВт.}$$

Среднеинтервальная выработка электроэнергии ГЭС за рассматриваемый час составит:

$$\mathcal{E} = 91 \cdot 1/10^3 = 0,091 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расход, требуемый на обеспечение санитарного попуска и водохозяйственного комплекса составляет $300 \text{ м}^3/\text{с}$, что в данном случае соответствует мощности $N_{ГЭС}^{\text{баз.}} = 30 \text{ МВт}$ и часовой выработке $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{баз.}} = 0,030 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$.

Пиковая мощность Нижне-Свирской ГЭС в 9 часов составит:

$$N_{ГЭС}^{\text{пик.}} = 91 - 30 = 61 \text{ МВт.}$$

Пиковая выработка Нижне-Свирской ГЭС в 9 часов составит:

$$\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{пик.}} = 0,091 - 0,030 = 0,061 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для каждого часа рассматриваемых суток. Результаты расчетов мощности и выработки электроэнергии для каждого часа ноябрьских суток представлены в таблицах 4.2, 4.3.

Таблица 4.2 – Почасовая расчетная мощность Нижне-Свирской ГЭС в ноябре 1966 г.

t, час	$N_{ГЭС}$, МВт	$N_{ГЭС}^{\text{пик.}}$, МВт	$N_{ГЭС}^{\text{баз.}}$, МВт	t, час	$N_{ГЭС}$, МВт	$N_{ГЭС}^{\text{пик.}}$, МВт	$N_{ГЭС}^{\text{баз.}}$, МВт
9	91	61	30	21	91	61	30
10	91	61	30	22	91	61	30
11	91	61	30	23	91	61	30
12	91	61	30	0	30	-	30
13	91	61	30	1	30	-	30
14	91	61	30	2	30	-	30
15	91	61	30	3	30	-	30
16	91	61	30	4	30	-	30
17	91	61	30	5	30	-	30
18	91	61	30	6	30	-	30
19	91	61	30	7	30	-	30
20	91	61	30	8	29	-	30

Таблица 4.3 – Почасовая расчетная выработка Нижне-Свирской ГЭС в ноябре 1966 г.

t, час	Э _{ГЭС} , млн. кВт·ч	Э _{пик. ГЭС} , млн. кВт·ч	Э _{баз. ГЭС} , млн. кВт·ч	t, час	Э _{ГЭС} , млн. кВт·ч	Э _{пик. ГЭС} , млн. кВт·ч	Э _{баз. ГЭС} , млн. кВт·ч
9	0,091	0,061	0,030	21	0,091	0,061	0,030
10	0,091	0,061	0,030	22	0,091	0,061	0,030
11	0,091	0,061	0,030	23	0,091	0,061	0,030
12	0,091	0,061	0,030	0	0,030	-	0,030
13	0,091	0,061	0,030	1	0,030	-	0,030
14	0,091	0,061	0,030	2	0,030	-	0,030
15	0,091	0,061	0,030	3	0,030	-	0,030
16	0,091	0,061	0,030	4	0,030	-	0,030
17	0,091	0,061	0,030	5	0,030	-	0,030
18	0,091	0,061	0,030	6	0,030	-	0,030
19	0,091	0,061	0,030	7	0,030	-	0,030
20	0,091	0,061	0,030	8	0,030	-	0,030

Результаты водноэнергетических расчетов для ноябрьских суток представлены в таблице 4.4 и на рисунке 4.1, 4.2.

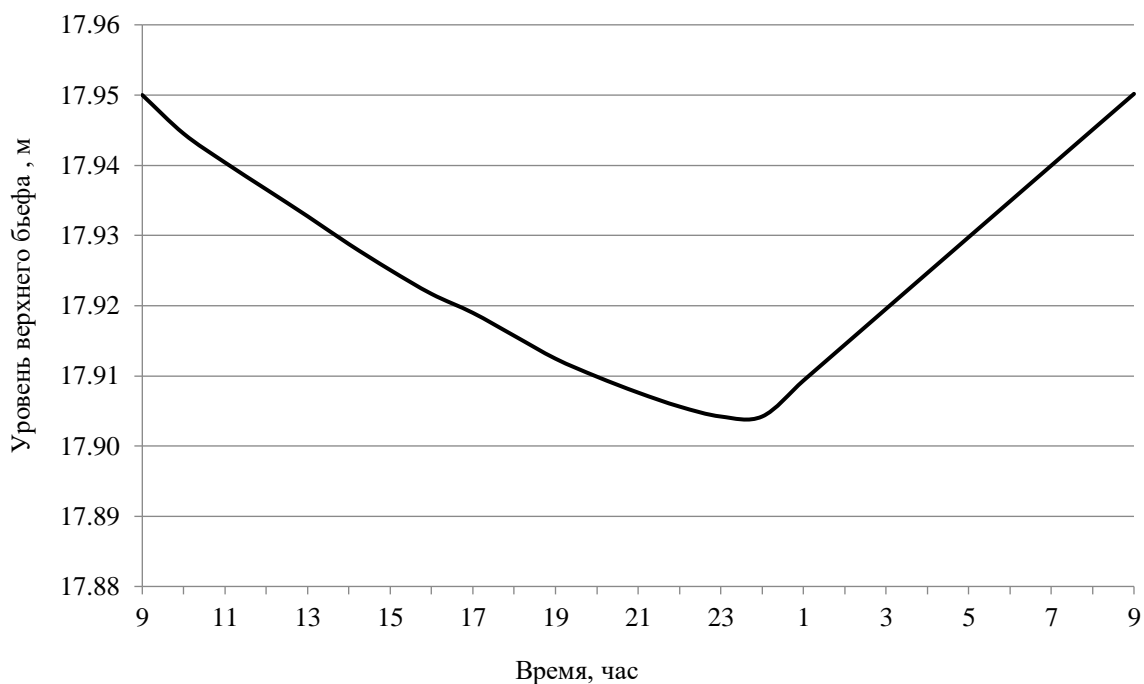


Рисунок 4.1 – Расчетный суточный режим сработки-наполнения Нижне-Свирского водохранилища ноября 1966 года

Таблица 4.4 – Водноэнергетический расчет для ноябрьских суток 1966 г.

Час	Расходы, м ³ /с								Объемы, млн. м ³			Отметки ГЭС, м				Н, м	N, МВт
	Q _{пол.быт.}	Q _{фильтр.}	Q _{шлюз.}	Q _{х.сбр.}	Q _{вдхр.}	Q _{ГЭС}	Q _{вп.}	Q _{н.б.}	V _{нач.}	ΔV	V _{кон.}	Z _{вб.нач.}	Z _{вб.кон.}	Z _{вб.ср.}	Z _{н.б.}		
9	1035	1	6	0	40	1075	300	1082	110,74	0,144	110,60	17,95	17,94	17,95	7,48	9,87	91
10	1045	1	6	0	29	1074	300	1081	110,60	0,104	110,49	17,94	17,94	17,94	7,48	9,86	91
11	1047	1	6	0	27	1074	300	1081	110,49	0,097	110,39	17,94	17,94	17,94	7,48	9,86	91
12	1050	1	6	0	27	1077	300	1084	110,39	0,097	110,30	17,94	17,93	17,93	7,48	9,85	91
13	1051	1	6	0	28	1079	300	1086	110,30	0,101	110,20	17,93	17,93	17,93	7,49	9,84	91
14	1053	1	6	0	26	1079	300	1086	110,20	0,094	110,10	17,93	17,93	17,93	7,49	9,84	91
15	1057	1	6	0	24	1081	300	1088	110,10	0,086	110,02	17,93	17,92	17,92	7,49	9,83	91
16	1063	1	6	0	19	1082	300	1089	110,02	0,068	109,95	17,92	17,92	17,92	7,49	9,83	91
17	1059	1	6	0	23	1082	300	1089	109,95	0,083	109,87	17,92	17,92	17,92	7,49	9,83	91
18	1060	1	6	0	23	1083	300	1090	109,87	0,083	109,78	17,92	17,91	17,91	7,50	9,81	91
19	1065	1	6	0	18	1083	300	1090	109,78	0,065	109,72	17,91	17,91	17,91	7,50	9,81	91
20	1067	1	6	0	16	1083	300	1090	109,72	0,058	109,66	17,91	17,91	17,91	7,50	9,81	91
21	1070	1	6	0	14	1084	300	1091	109,66	0,050	109,61	17,91	17,91	17,91	7,50	9,81	91
22	1075	1	6	0	10	1085	300	1092	109,61	0,036	109,57	17,91	17,90	17,90	7,50	9,80	91
23	1082	1	6	0	0	1082	300	1089	109,57	0,000	109,57	17,90	17,90	17,90	7,49	9,81	91
0	329	1	6	0	-36	293	300	300	109,57	-0,130	109,70	17,90	17,91	17,91	5,55	11,76	30
1	329	1	6	0	-36	293	300	300	109,70	-0,130	109,83	17,91	17,91	17,91	5,55	11,76	30
2	329	1	6	0	-36	293	300	300	109,83	-0,130	109,96	17,91	17,92	17,92	5,55	11,77	30
3	329	1	6	0	-36	293	300	300	109,96	-0,130	110,09	17,92	17,92	17,92	5,55	11,77	30
4	329	1	6	0	-36	293	300	300	110,09	-0,130	110,22	17,92	17,93	17,93	5,55	11,78	30
5	329	1	6	0	-36	293	300	300	110,22	-0,130	110,35	17,93	17,93	17,93	5,55	11,78	30
6	329	1	6	0	-36	293	300	300	110,35	-0,130	110,48	17,93	17,94	17,94	5,55	11,79	30
7	329	1	6	0	-36	293	300	300	110,48	-0,130	110,61	17,94	17,95	17,94	5,55	11,79	30
8	329	1	6	0	-36	293	300	300	110,61	-0,130	110,74	17,95	17,95	17,95	5,55	11,80	30

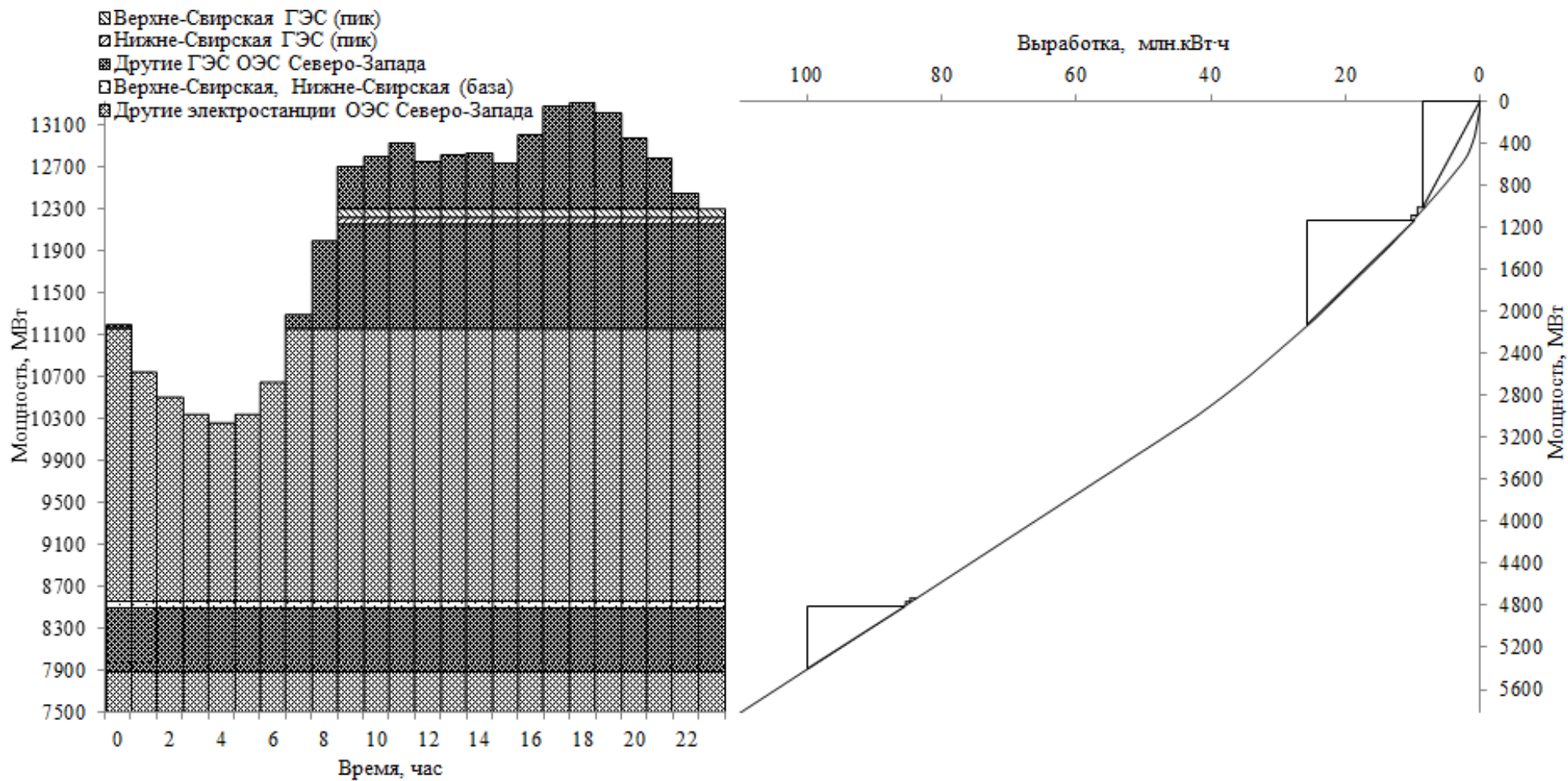


Рисунок 4.2 – Суточный график нагрузки и интегральная кривая нагрузки для ноября 1966 г

Таким образом, Нижне-Свирская ГЭС в рассматриваемый период работает в течение 15 часов с мощностью 91 МВт и располагается в пиковой части графика нагрузки. А в течение 9 часов работает только в базовой части графика нагрузки, осуществляя наполнение водохранилища.

Также стоит отметить, что в базовой части Нижне-Свирская ГЭС работает 24 часа в сутки с мощностью 30 МВт и суммарной выработкой 0,72 млн. кВт·ч.

Суммарная расчетная выработка за рассматриваемые сутки составила 1,64 млн. кВт·ч. Среднемесячная выработка в ноябре составляет 49,11 млн. кВт·ч.

Далее расчет продолжается и рассматриваются следующие сутки следующего месяца. Алгоритм водноэнергетического расчета аналогичен вышеуказанному. Результаты водноэнергетических расчетов приведены в приложении Г.

Сравнение фактических и расчетных среднемесячных значений уровней верхнего бьефа для периода с ноября 1966 г. по октябрь 1981 г. представлено на рисунке 4.3.

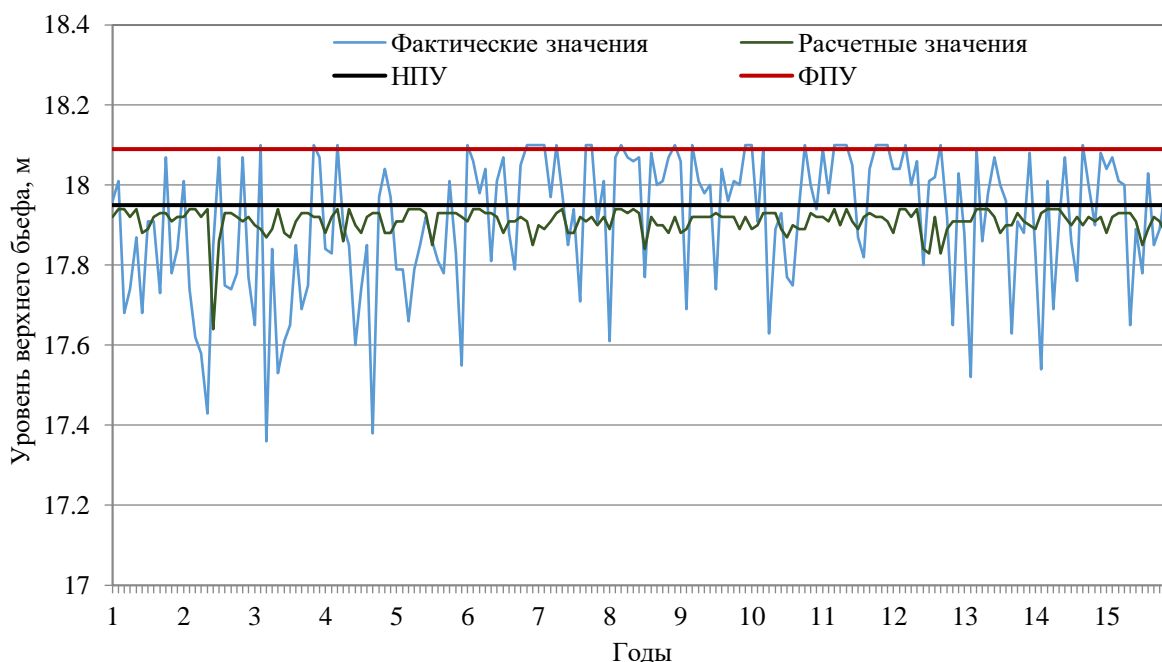


Рисунок 4.3. – Сравнение расчетных и фактических среднемесячных значений уровней верхнего бьефа Нижне-Свирской ГЭС

В результате водноэнергетических расчетов была получена дополнительная выработка электроэнергии в размере 265 млн. кВт·ч по отношению к фактической выработке Нижне-Свирской ГЭС за рассматриваемый период (таблица 4.5, рисунок 4.4). Пояснение: (1...15) – расчетный год (период с ноября по октябрь).

Таблица 4.5 – Сравнение расчетной и фактической выработки электроэнергии Нижне-Свирской ГЭС

Выработка, млн. кВт·ч	Годы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
фактическая	538	504	421	463	512	401	339	394
расчетная	560	558	433	482	527	404	356	409
Выработка, млн. кВт·ч	Годы							
	9	10	11	12	13	14	15	
фактическая	488	411	490	481	445	427	435	
расчетная	498	437	504	495	463	434	453	

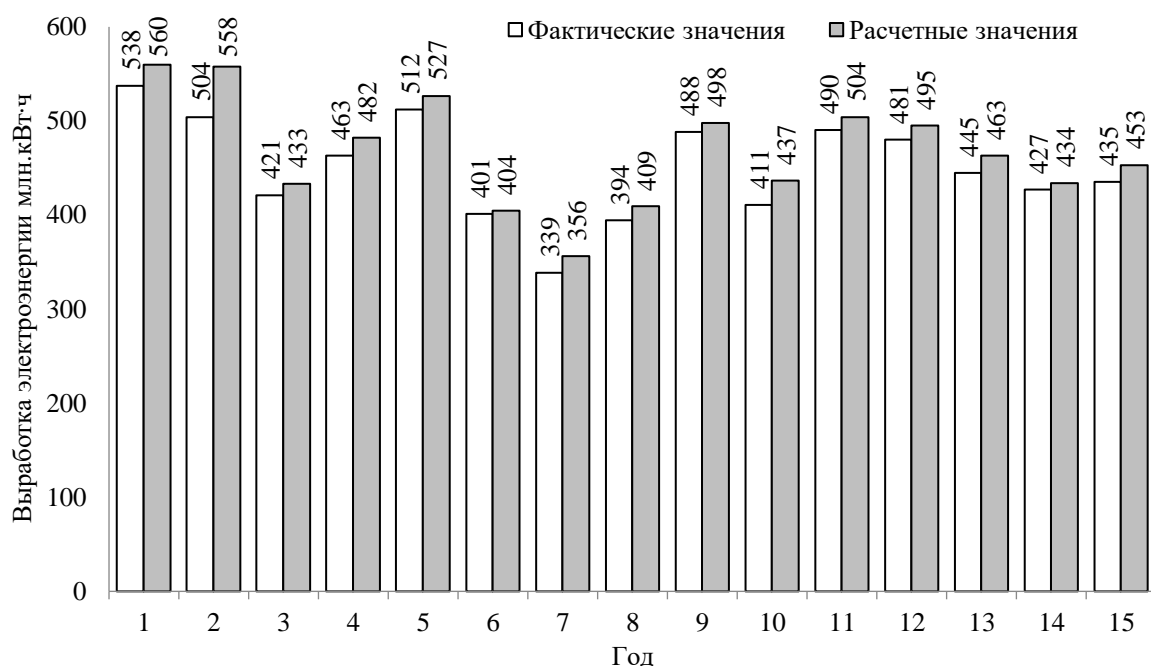


Рисунок 4.4 – Сравнение расчетной и фактической годовой выработки электроэнергии Нижне-Свирской ГЭС

В результате расчетов были рассмотрены 15 лет, что эквивалентно 180 месяцам. Таким образом, имеются данные для средних суток каждого месяца. Приведем основные результаты.

В результате расчетов были выполнены требования по выдаче гарантированной мощности, поддержания навигационных уровней и обеспечения расходов на водохозяйственный комплекс и санитарный попуск.

В ноябре при различном притоке к створу ГЭС минимальная и максимальная мощность составила $N_{\min}=64$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС (с учетом боковой приточности) составил $1095 \text{ м}^3/\text{с}$, время работы в пиковой и полупиковой частях составило 6, 13-16 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,68 млн.кВт·ч.

В декабре $N_{\min}=53$ МВт, $N_{\max}=90$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил $1492 \text{ м}^3/\text{с}$. Время работы в пиковой и полупиковой частях графика нагрузки составило 11-14 часов. Нижне-Свирская ГЭС работала и 5

часов в пиковой части графика нагрузки, в то время как Верхне-Свирская ГЭС работала 3-5 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,56 млн.кВт·ч.

В январе $N_{\min}=53$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1369 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 5, 11-13 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,52 млн.кВт·ч.

В феврале $N_{\min}=49$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1389 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях различно: 3, 8, 12-14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,45 млн.кВт·ч.

В марте $N_{\min}=50$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1032 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях достаточно различно: 5, 10, 11, 14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,48 млн.кВт·ч.

В апреле $N_{\min}=77$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1087 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях также достаточно различно: 4-6, 10-14. Максимальная выработка за сутки составила 1,65 млн.кВт·ч.

В мае $N_{\min}=76$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1090 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях: 7, 10, 14-16.

В июне $N_{\min}=75$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1091 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях 7, 9, 11-15 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,63 млн.кВт·ч.

В июле $N_{\min}=40$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1086 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях: 2, 4, 5, 12-14. Максимальная выработка за сутки составила 1,60 млн.кВт·ч.

В августе $N_{\min}=59$ МВт, $N_{\max}=90$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1053 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях: 3, 6-9, 13-14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,58 млн.кВт·ч.

В сентябре $N_{\min}=63$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1244 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях 4, 12-15 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,58 млн.кВт·ч.

В октябре $N_{\min}=43$ МВт, $N_{\max}=91$ МВт, максимальный часовой приток к створу ГЭС составил 1096 м³/с. Время работы в пиковой и полупиковой частях составило 2, 3, 5, 12, 14 часов. Максимальная выработка за сутки составила 1,56 млн.кВт·ч.

Видно, что зона работы Нижне-Свирской ГЭС на графике нагрузке достаточно различна. Работа в самом верху пиковой части графика нагрузки не всегда возможна. Это связано с различными ограничениями и требованиями, диктуемыми правилами водопользования, а также с величиной притока к створу в каждый момент времени и соответственно с режимом работы Верхне-Свирской ГЭС.

Основными ограничениями является поддержание судоходных глубин в верхнем и нижнем бьефе, выдача водохозяйственного расхода и гарантированной мощности.

На режим значительно влияет также тот факт, что пропускная способность гидротурбин Нижне-Свирской ГЭС гораздо меньше пропускной способности гидротурбин Верхне-Свирской ГЭС. Кроме того, как уже было сказано ранее, с 2015 года на станции было принято решение ограничить установленную мощность на 7,7 МВт, соответственно пропускная способность турбин также уменьшилась.

Когда Верхне-Свирская ГЭС работает с расходами большими пропускной способности турбин Нижне-Свирской ГЭС, необходимо, чтобы Нижне-Свирская ГЭС до этого момента уже производила сработку своего водохранилища и готова была часть притока полезно сработать, а часть саккумулировать. Таким образом, мы должны следить за уровнем воды ГЭС, чтобы не допускать переполнения водохранилища.

Поддержание отметок имеет важное значение, так как анализ существующего процесса эксплуатации водохранилищ показывает, что данному фактору не уделяется должного внимания при планировании режима. В итоге происходят такие ситуации, когда отметки превышают НПУ даже в меженный период. Отсюда и необоснованные холостые сбросы и ситуации, когда в виду неправильного планирования режима и использования ресурсов Нижне-Свирская ГЭС не может выдать задаваемую Системным оператором мощность из-за нехватки объема воды в водохранилище и необходимости поддержания расчетных отметок.

Боковая приточность значительно влияет на режим работы станции в период половодья, а иногда и осенних паводков. Поэтому при планировании режима работы станции следует учитывать ее наличие.

В меженный период в случае, если Верхне-Свирская ГЭС работает все 24 часа, пропуская только водохозяйственный расход, благодаря наличию боковой приточности Нижне-Свирская ГЭС может работать в самой верхней зоне графика нагрузки (от 1 до 3 часов).

Расчеты показали, что Нижне-Свирская ГЭС может работать как синхронно, так и асинхронно с Верхне-Свирской ГЭС: в одни периоды одновременно осуществлялась сработка и аккумуляция водохранилищ, в другие периоды одна из станций могла вести сработку водохранилища, в то время как другая вела его наполнение.

Естественно, если бы обе станции вели работу без суточного регулирования, работая по водотоку и располагаясь в базовой части графика нагрузки, выработка электроэнергии была больше. Но, как было сказано ранее, эти потери невелики по сравнению с эффектом, который получает энергосистема от суточного регулирования.

Аналогично методике, указанной в разделе 3. Найдем выручку от продажи электроэнергии для нескольких лет.

Приведем пример расчета для 9 часов ноября 1966 г.

Выработка электроэнергии в данный час при участии ГЭС в суточном регулировании составляет 91 МВт·ч. Выручка от продажи электроэнергии в данный час составит:

$$B = 91 \cdot 1256,2 = 114,5 \text{ тыс. руб.}$$

Выручка от продажи электроэнергии без участия в суточном регулировании в данный час составит:

$$B = 71 \cdot 1256,2 = 89,2 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчеты выручки от реализации электроэнергии для суток ноября 1966 г. представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчета выручки от реализации электроэнергии для суток ноября 1966 г.

Час	Цена	Работа без суточного регулирования		Работа с суточным регулированием	
		выработка	выручка	выработка	выручка
	Р, руб./МВт·ч	Э, МВт·ч	В, тыс. руб.	Э, МВт·ч	В, тыс. руб.
0	914	71	64,9	30	27,0
1	865	71	61,4	30	25,6
2	851	71	60,4	30	25,2
3	843	71	59,8	30	24,9
4	863	71	61,3	30	25,6
5	915	71	65,0	30	27,1
6	988	71	70,1	30	29,3
7	998	71	70,9	30	29,7
8	1207	71	85,7	30	35,9
9	1256	71	89,2	91	114,5
10	1293	71	91,8	91	117,8
11	1296	71	92,0	91	117,9
12	1341	71	95,2	91	122,1
13	1352	71	96,0	91	123,4
14	1370	71	97,2	91	124,8
15	1287	71	91,4	91	117,4
16	1290	71	91,6	91	117,7
17	1311	71	93,1	91	119,5
18	1406	71	99,8	91	128,3
19	1296	71	92,0	91	118,1
20	1276	71	90,6	91	116,3
21	1266	71	89,9	91	115,3
22	1183	71	84,0	91	107,9
23	983	71	69,8	91	89,4
Сумма		1704,0	1963,1	1633,8	2000,7

Таким образом, в ноябре выработка при участии ГЭС в суточном регулировании в сравнении с режимом работы ГЭС без регулирования меньше на 70,2 МВт·ч, но выручка на 37,6 тыс. руб. больше.

Для всех суток периода с ноября 1966 г. по октябрь 1967 г. были выполнены аналогичные расчеты. Результаты расчетов представлены в таблице Г.24 приложения Г.

Итак, если предположить, что режим работы ГЭС не изменится и цены на продажу электроэнергии останутся такими же, то участвуя в суточном регулировании дополнительная выручка ГЭС за рассматриваемый год может составить 25,95 млн. руб. в сравнении с режимом работы ГЭС без регулирования.

Аналогичным образом была проведена оценка возможной выручки для гидрологических условий рассматриваемого в работе 15-тилетнего цикла для современных тарифов.

Результаты расчетов возможной годовой выручки от реализации электроэнергии представлены в таблице Г.25 приложения Г.

Произведена оценка возможной выручки для 15-ти лет. Таким образом, разница от продажи пиковой и базовой электроэнергии может составить 275 млн. руб. Диаграмма представлена на рисунке 4.5.

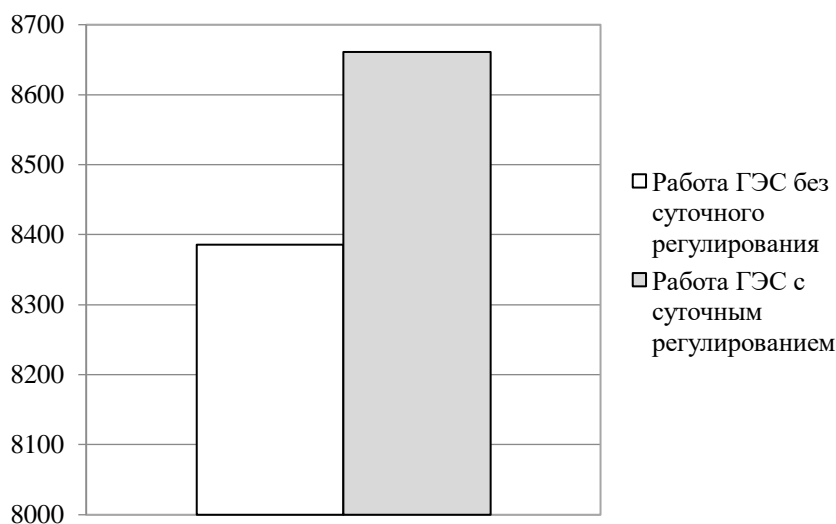


Рисунок 4.5 – Результаты оценки суммарной возможной выручки ГЭС от продажи электроэнергии за 15 лет при разных режимах работы

Таким образом, участвуя в суточном регулировании, Нижне-Свирская ГЭС получает дополнительную выручку от реализации электроэнергии на рынке.

Выводы: В данной главе были проведены водноэнергетические расчеты при суточном регулировании Нижне-Свирского водохранилища с учетом работы Верхне-Свирской ГЭС. Сравним фактические и расчетные режимы.

Расчетный режим работы проходит с большими по сравнению с фактическими среднемесячными мощностями. Есть месяцы, где фактические значения мощности превышали расчетные, но не стоит забывать, что в период с 1966-2015 гг. не было введено ограничение установленной мощности ГЭС. В расчетах же ограничение уже было учтено.

Для Нижне-Свирской ГЭС, требуемая к выдаче в маловодный год 90 %-ой обеспеченности гарантированная мощность составляет 39 МВт. За период с 1966-1981 гг. можно сделать вывод, что требования не всегда выполнялись. Гарантированная мощность не была обеспечена в многоводный год – январь 1976 г. В расчетных режимах в годы различной водности требование по обеспечению гарантированной мощности выполнялось во все годы, даже в очень маловодные годы обеспеченностью 97 %, в то время как фактические значения мощности в такой период не достигали 39 МВт. В годы с обеспеченностью более 90 % ГЭС не достигала значения 39 МВт в декабре 1972 г., 1975 г., в январе 1973 г. в то время как при расчетных режимах даже в условиях такой водности удалось достичь 39 МВт. В настоящее время, ситуации, связанные с необеспечением гарантированной мощности были в 2011-2018 гг., 2016 г., 2018 г. Расчеты показали, что выдача гарантированной мощности Нижне-Свирской ГЭС достигается в случае выдачи гарантированной мощности Верхне-Свирской ГЭС.

Сравним фактические и расчетные уровни воды в Нижне-Свирском водохранилище. Расчетные режимы работы ГЭС организованы так, что уровни воды у плотины находились в пределах установленных значений. Фактические режимы работы не соответствуют требованиям Правил использования водных ресурсов [5]. На протяжении практически всего рассматриваемого периода (15 лет) фактические уровни верхнего бьефа превышали НПУ, а иногда и ФПУ. Такие ситуации могут угрожать не только безопасному функционированию гидроузла, но и населению. Все это показывает, что поддержанию отметок в пределах нормативных значений не уделено должного внимания. Данная проблема актуальна и в настоящее время, так превышение отметок выше НПУ наблюдалось в 2018 г., не только в половодье и паводки, но и в меженный период – январь-март. Наблюдались дни, когда в меженный зимний период суточная отметка водохранилища достигала отметки выше ФПУ.

За период с 1966 г. по 1981 г. фактическая максимальная среднемесячная величина холостых сбросов была в октябре 1976 г. и составила 49 м³/с, обеспеченность года составляет 34 % (умеренно многоводный). Холостые сбросы зачастую используются и по настоящее время. Так, в августе 2018 года среднесуточное значение холостых сбросов составило 389 м³/с. Этого можно было бы избежать, предварительно осуществив сработку водохранилища и, постоянно контролируя уровень верхнего бьефа, особенно в период половодья, но фактически работа велась с расходами меньше пропускной способности турбин, вода пребывала, водохранилище наполнялось, это привело к превышению отметок выше НПУ и, как следствие, таким большим холостым сбросам. Кроме того, в половодье боковая приточность значительно влияет на режим реки, поэтому нужно рассматривать как минимум два фактора, чтобы избегать таких ситуаций: режим работы Верхне-Свирской ГЭС и боковую приточность на участке между двух станций.

Благодаря нахождению оптимальных режимов сработки-наполнения водохранилищ удалось достигнуть не только покрытия потерянной выработки, но и получить дополнительную выработку за счет более рационального

использования ресурсов. Таким образом, фактическая выработка Нижне-Свирской ГЭС за рассматриваемый период составила 6748 млн. кВт·ч, расчетная 7013 млн. кВт·ч.

Таким образом, расчеты позволяют нам утвердить, что возможно организовать режим сработки-наполнения водохранилищ каскада без холостых сбросов и превышений отметок выше расчетных с участием ГЭС в пиковых и полупиковых частях графика нагрузки и с учетом выполнения всех ограничений, задаваемых различными водопользователями.

Основными рекомендациями для эксплуатации Нижне-Свирской ГЭС будут являться правильный учет боковой приточности, поддержание установленных уровней верхнего бьефа, учет совместной работы каскада.

Рассмотрение станций как независимых друг от друга объектов не эффективно, и может привести к таким режимам, которые существуют сейчас. Планирование режимов работы станций должно производиться только при рассмотрении ГЭС в качестве каскада для достижения наибольшего энергетического эффекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы был проведен анализ режимов сработки-наполнения водохранилищ каскада Ладожских ГЭС за весь период эксплуатации каскада – с 1953 г. по 2018 г. Анализ режимов показал, что при эксплуатации водохранилищ имели место необоснованные холостые сбросы, неоднократные превышения уровней воды выше НПУ. Эксплуатация Нижне-Свирского водохранилища допускалась на уровне ФПУ и выше даже в период зимней межени. Вместо использования пропускной способности гидротурбин ГЭС во время половодья и паводков и получения дополнительной выработки электроэнергии, для пропуска половодья и паводков использовались водосбросы.

Все это привело к необходимости проведения работ по оптимизации режимов сработки-наполнения водохранилищ каскада с целью наиболее полного и рационального использования стока.

Верхне-Свирское водохранилище позволяет осуществлять как краткосрочное, так и долгосрочное регулирование стока. В работе было рассмотрено многолетнее и суточное регулирование. Как показал анализ гидрологических данных маловодные и многоводные годы чередуются, циклы регулирования непостоянны. Для работы был выбран наиболее длительный цикл регулирования с 1966 г. по 1981 г. (15 лет).

Для выбранного периода была проведена оптимизация режимов-сработки-наполнения водохранилищ при многолетнем регулировании стока по критерию максимальной выработки электроэнергии путем проведения водноэнергетических расчетов. За счет более полного использования емкости водохранилищ была достигнута работа ГЭС без использования холостых сбросов воды, без превышения уровней воды выше предельных установленных, были выполнены требования, задаваемые Правилами использования водных ресурсов и другой нормативной документацией каскада. Сравнение фактических и расчетных режимов работы каскада показало, что расчетный режим оптимальнее фактического, как в отношении выработки электроэнергии, так в отношении обеспечения гарантированных мощностей в зимний период, а также поддержания уровней воды в пределах установленных значений. Расчетная выработка превысила фактическую на 351 млн. кВт·ч.

Во избежание использования холостых сбросов и превышения уровней воды выше НПУ необходимо качественно проводить оценку имеющихся водных ресурсов, уделять большее внимание планированию водных режимов и при любой возможности в период межени осуществлять более полную сработку водохранилища, что в период половодья и паводков не приведет к превышению установленных проектных значений уровней воды.

В целом к периоду сработки водохранилища можно отнести декабрь-март, июль-август, к периоду половодья – апрель, май. В зависимости от водности года в июне и в октябре может производиться сработка, наполнение водохранилища или работа по бытовому стоку.

Расчеты показали, что следование диспетчерскому графику не всегда приводит к рациональному использованию водных ресурсов. Строгое следование рекомендациям графика может привести к невыдаче гарантированной мощности, к назначению заведомо высоких зарегулированных расходов, что приведет к дефициту воды в меженный период и нарушению функционирования водного транспорта. Кроме того, в отдельные периоды в случае избытка водных ресурсов возможна работа с расходами больше диспетчерских, тем самым достигается большая выработка электроэнергии.

Также в работе было рассмотрено суточное регулирование каскада на основании данных, полученных из долгосрочного регулирования. Для каждого месяца были описаны диапазоны рабочих мощностей станции и время работы в пиковой и полупиковой частях графика нагрузки.

При участии ГЭС в суточном регулировании теряется часть выработки электроэнергии, однако, при работе ГЭС в пиковой и полупиковой частях графика нагрузки увеличивается выручка компании от продажи электроэнергии в сравнении с режимом, когда ГЭС работала бы без суточного регулирования.

В ходе работы был сделан вывод о том, что критерии оптимизации краткосрочных режимов по максимуму выработки и максимуму рабочей мощности различны. Чем с большей мощностью ГЭС работает и выше располагается в суточном графике нагрузки, тем меньше становится ее выработка электроэнергии. Осуществляя только многолетнее регулирование, компания может упустить дополнительную выручку от продажи электроэнергии.

Также были проведены водноэнергетические расчеты режимов работы Нижне-Свирской ГЭС.

Для Нижне-Свирской ГЭС поддержание отметок имеет важное значение, так как анализ существующего процесса эксплуатации водохранилищ показывает, что данному фактору не уделяется должного внимания при планировании режима. В итоге происходят такие ситуации, когда отметки превышают НПУ даже в меженный период. Отсюда и необоснованные холостые сбросы и ситуации, когда в виду неправильного планирования режима и использования водных ресурсов Нижне-Свирская ГЭС не может выдать задаваемую Системным оператором мощность из-за нехватки объема воды в водохранилище и необходимости поддержания судоходных отметок.

При эксплуатации Нижне-Свирской ГЭС следует учитывать наличие боковой приточности. Боковая приточность значительно влияет на режим работы станции в период половодья, а иногда и осенних паводков. Неучет данного фактора приводит к превышению отметок выше установленных и дальнейшему использованию холостых сбросов.

Планирование режимов работы станций должно производиться только при совместном рассмотрении гидроэлектростанций в качестве каскада для достижения наибольшего энергетического эффекта.

Расчеты показали, что Верхне-Свирское водохранилище позволяет осуществлять многолетнее и суточное регулирование стока, Нижне-Свирское –

суточное. Использование данных типов регулирования при эксплуатации каскада позволяет получить значительный экономический эффект, в сравнении с отсутствием полноценного регулирования, которое имеет место при реальных режимах.

Результаты магистерской диссертации могут применяться при планировании водноэнергетических режимов работы каскада, а также при доработке «Правил использования водных ресурсов водохранилищ на р. Свирь». Работа может послужить основой к созданию программного комплекса для автоматизации расчетов водноэнергетических режимов работы каскада, где будут учтены допущения, принятые в рамках магистерской диссертации. Кроме того, в будущем можно расширить данную тему и рассмотреть краткосрочное регулирование водохранилищ с точки зрения различных критериев оптимизации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ПЛТ 100 001-2018 Политика энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «ТГК-1». – Введ. 28.02.2019. – Санкт-Петербург, 2018. – 7 с.
2. Об утверждении Методических указаний по разработке правил использования водохранилищ [Электронный ресурс]: приказ Минприроды России от 26.01. 2011 № 17. – Режим доступа: <https://www.garant.ru>.
3. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции. Учебное пособие / В. И. Брызгалов, Л. А. Гордон. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
4. Правила технической эксплуатации и благоустройства каскада водохранилищ на р.Свирь (Верхне-Свирское, Нижне-Свирское). – Москва, 2013. – 110 с.
5. Правила использования водных ресурсов каскада водохранилищ на реке Свирь. – Санкт-Петербург, 2011. – 73 с.
6. Схема комплексного использования и охраны водных объектов бассейна реки Невы. Общая характеристика речного бассейна [Электронный ресурс]: приказ Невско-Ладожского бассейнового водного управления Федерального агентства водных ресурсов от 28.05.2015 № 63. – Режим доступа: <https://www.gov.spb.ru>.
7. Кауфман, З.С. Экосистема Онежского озера и тенденции ее изменения. – Ленинград: Наука, 1990. – 264 с.
8. Правила использования водных ресурсов водохранилищ Волго-Балтийского водного пути. – Москва, 1966. – 30 с.
9. Инструкция по эксплуатации гидротехнических сооружений Верхне-Свирской ГЭС. – Подпорожье, 2017. – 21 с.
10. Инструкция по эксплуатации гидротехнических сооружений Нижне-Свирской ГЭС. – Подпорожье, 2017. – 24 с.
11. Правила технической эксплуатации и благоустройства каскада водохранилищ на р.Свирь (Верхне-Свирское, Нижне-Свирское), 2011. – 110 с.
12. Паспорт гидротехнических сооружений Верхне-Свирской ГЭС. – Подпорожье, 2018. – 46 с.
13. Паспорт гидротехнических сооружений Нижне-Свирской ГЭС. – Подпорожье, 2018. – 55 с.
14. СТО 70238424.27.140.036-2009 Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования. – Москва: ИНВЭЛ, 2011. – 47 с.
15. Цветков, Е.В. Расчет оптимального регулирования стока водохранилищами гидроэлектростанций на ЦВМ. – Москва: Энергия, 1967. – 134 с.
16. Арсеньев, Г.С. Практикум по водному хозяйству и водохозяйственным расчетам. Ленинград: ЛГИ, 1989. – 196 с.
17. Савичев, О. Г. Регулирование речного стока: учебное пособие / О. Г. Савичев, С. Ю. Краснощёков, Н. Г. Наливайко. – Изд. ТПУ, 2009. – 121 с.

18. Борщ, П.С. Методика планирования выработки электроэнергии каскада ГЭС с учетом стокообразующих и атмосферных факторов: дис. канд. техн. наук 05.14.08 / Борщ Павел Сергеевич. – Москва, 2013. – 147 с.
19. Гидроэнергетика: учебное пособие / Т. А. Филиппова [и др.]. – Новосибирск, 2012. – 620 с.
20. Никитин, С.Н. Методика водноэнергетических расчетов. – Москва: Госэнергоиздат, 1949. – 239 с.
21. СТО 06.01.84-2013 Гидроэлектростанции. Планирование водноэнергетических режимов. Методические указания. – Москва: РусГидро, 2013. – 60 с.
22. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Е. Ю. Затева, А. Ю. Александровский, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. – 174 с.
23. Пояснительная записка к правилам использования водных ресурсов каскада водохранилищ на реке Свирь. – Санкт-Петербург, 2014. – 112 с.
24. Об утверждении методики расчета водохозяйственных балансов водных объектов: приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 30.11.2007 № 314. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.
25. Эльстер, А.Ю. Свирьстрой. Климатические условия Онежско-Свирского бассейна и их влияние на сток р. Свири. – Ленинград: издание управления Свирьстроя, 1935. – 132 с.
26. ГОСТ Р 55260.4.1-2013 Гидроэлектростанции. Часть 4-1. Технологическая часть гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. Общие технические требования. – Введ. 01.07.2015. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 76 с.
27. Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго от 19.03.2003 №229 ред. от 11.02.2019. // Информационно-правовое обеспечение «Гарант». – Режим доступа: <http://base.garant.ru>.
28. Хасянов, С.В. Исследование влияния ограничений скорости изменения уровня воды в водохранилище, обеспечивающих безопасность ГТС, на энергетические показатели ГЭС: автореф. дис. канд. техн. наук 05.14.08 / Хасянов Сергей Владимирович. – Москва, 2013. – 20 с.
29. Солдаткин, А.Ю. Разработка методики расчета суточного режима работы гидроэлектростанций в современных условиях: дис. канд. техн. наук 05.14.08 / Солдаткин Алексей Юрьевич. – Москва, 2011. – 128 с.
30. Объединенная энергосистема Северо-Запада. Системный оператор единой энергетической системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://soups.ru>.
31. Экспорт электроэнергии ПАО «ТГК-1» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tgc1.ru>.
32. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: СШФ СФУ, 2012. – 12 с.

33. Азарова, И.Ю. Обоснование энерго-экономической эффективности ГАЭС в условиях функционирования электроэнергетического рынка 08.04.01 Санкт-Петербург, 2017. – 111 с.

34. Батенин, В. М. Сравнительная эффективность покрытия пиковых нагрузок в вариантах обеспечения базовой нагрузкой АЭС / В. М. Батенин, Р. З. Аминов, А. Ф. Шкрет, М. В. Гариевский // Теплоэнергетика. – 2012. – № 7, с. 70-78.

35. Суточные индексы и объемы РСВ. Администратор торговой системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://www.atsenergo.ru>.

36. Худжасаидов, Д.Х. Анализ и планирование режимов электроэнергетической системы с каскадом гидроэлектростанций: дис. канд. техн. наук 05.14.02 /ХуджасаидовДжахонгирХуджасаидович. – Новосибирск, 2018. – 183 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и
электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 М. В. Кочетков

подпись инициалы, фамилия

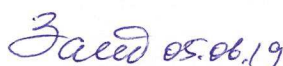
«13» июня 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СРАБОТКИ-НАПОЛНЕНИЯ
ВОДОХРАНИЛИЩ КАСКАДА ЛАДОЖСКИХ ГЭС

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
13.04.02.06 Гидроэлектростанции


Научный
руководитель


подпись, дата

Директор СШФ СФУ, к.т.н.
должность, ученая степень

Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

К.С. Бобылева
инициалы, фамилия


Рецензент


подпись, дата

Начальник Верхне-Свирской
ГЭС КЛГЭС ПАО «ТГК-1»
должность

О.В. Кухтин
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019