

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Организация системы гарантированного питания подстанционного оборудования
АСУ ТП ППУ 500 кВ Жигулевской ГЭС

Обучающийся

В.Г. Новгородов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Содержание

Введение	4
1 Анализ текущего состояния объекта и разработка основных решений.....	14
1.1 Описание объекта проектирования.....	14
1.1.1 Общее описание объекта.....	14
1.1.2 Особенности объекта.....	16
1.1.3 Земляная плотина.....	17
1.1.4 Водосбросная плотина.....	17
1.1.5 Главное здание ГЭС.....	17
1.1.6 Схема выдачи мощности.....	19
1.1.7 Модернизация Жигулевской ГЭС.....	19
1.1.8 Система гарантированного электропитания (СГП)	20
1.2 Основные технические решения	21
1.2.1 Технологическая структура и описание процесса деятельности	21
1.2.2 Элементы системы СГП Жигулевской ГЭС	23
1.2.3 Перечень реализуемых функций СГП.....	25
1.2.4 Описание КТС на объекте.....	27
1.2.5 Классификация потребителей и размещение оборудования.....	28
1.2.6 Структура подключения.....	29
2 Расчеты переходных процессов.....	32
2.1 Общие данные	32
2.2 Определение сопротивлений схемы замещения ППУ-500 кВ	32
2.2.1 Сопротивление питающей энергосистемы	33
2.2.2 Сопротивление трансформаторов	34
2.2.3 Сопротивление кабельной продукции и шинпровода	35
2.2.4 Сопротивление коммутационной и защитной аппаратуры.....	38
2.2.5 Расчет суммарных сопротивлений до точки К1	39
2.3 Расчет токов короткого замыкания ППУ-500 кВ	41
2.3.1 Общие данные по расчеты КЗ	41

2.3.2 Расчет токов КЗ при питании через трансформатор	42
2.3.3 Расчет токов КЗ при питании от ИБП в инверторном и резервном режиме (байпас)	44
3 Проверка эффективности работы элементов защиты	47
3.1 Определение мощности ИБП.....	47
3.2 Проверка выбранного оборудования	50
3.2.1 Проверка срабатывания ИБП от пусковых токов.....	51
3.2.2 Проверка аппаратов защиты	53
3.2.3 Условия проверки выбранной кабельной продукции	56
3.2.4 Проверка кабеля по условию термической стойкости.....	58
3.2.5 Проверка кабеля по условию невозгорания.....	59
3.3 Расчеты СОПТ–СГП.....	61
3.3.1 Общие данные СОПТ	61
3.3.2 Расчет токов короткого замыкания СОПТ	62
3.3.3 Проверка кабельной продукции	65
3.4 Проверка емкости СОПТ.....	66
3.4.1 Общие данные	66
3.4.2 Проверка выбранной емкости АБ	67
Заключение	75
Список используемой литературы	77
Приложение А Схемы присоединений СГП	82
Приложение Б Итоги расчетов токов короткого замыкания ППУ-500 кВ	86
Приложение В Кабельный журнал ППУ-500 кВ.....	87
Приложение Г Итоги расчетов СОПТ ППУ-500 кВ.....	89

Введение

Двадцатый век ознаменовал переход человечества в эру энергетики и активного внедрения новых технологий. А двадцать первый век укрепил это развитие. Но в тоже время, современное общество столкнулось и с проблемами, характеризующими активное энергопотребление. Ежегодный рост численности и инфраструктуры приводит к необходимости провидения дополнительных мер по энергоснабжению потребителей. На сегодняшний день, существует несколько вариантов решения проблемы с энергопотреблением. Очевидной возможностью является создание дополнительных электростанций. Что в свою очередь, подразумевает возведение новых линий электропередач, подстанций, и другого электроэнергетического оборудования. И хотя данное решение эффективно выполняет поставленную задачу в увеличении вырабатываемой мощности, и как следствие, снабжения большего количества потребителей, в дальнейшей перспективе обладает неизбежными последствиями. Во-первых, потребуются материальные затраты на постройку электростанций и их постоянное обслуживание. Что не в лучшую сторону отразится на финансовом состоянии государств. Во-вторых, увеличение потребления природных энергетических ресурсов (уголь, газ и т.д.), что приведет к дополнительным экономическим затратам, а также, к нехватки природных ресурсов в будущем. И в-третьих, серьезные последствия экологического плана на состояние природы и здоровья человека. По причине описанных выше недостатков, начиная уже с 70-х годов прошлого века, в мире активно внедрялись программы о энергоэффективном потреблении уже имеющихся ресурсов. Другими словами, уменьшение необходимой энергии для обеспечения уже существующих технологических процессов и энергетических структур. И хотя данная методика не позволяет осуществлять моментальные изменения в отрасли энергопотребления, в будущем, она способна обеспечить сокращение расходов, снижение затрат на топливные ресурсу и уменьшение

себестоимости продукции. А также, обеспечивает ограничение выбросов и вредных веществ в атмосфере. К примеру, в России в 2009-м году был рассмотрен и принят «Федеральный закон "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [25]. Данное мероприятие относится ко всем энергетическим объектам страны, включая тепловую, атомную и гидроэнергетику.

Крупнейшей электростанцией Самарской области является Жигулевская ГЭС, начало истории, которой, датируется серединой прошлого века. За семь лет (с 1950 по 1957 года), были произведены работы по созданию первого гиганта отечественной электроэнергетики. Но, несмотря на долгую историю, гидроэлектростанция считается одной из крупнейших ГЭС во всем мире, среди аналогичных энергетических предприятий. Суммарно Жигулевский объект производит около 12 млрд кВт в час и вносит значительный вклад в формировании Единой Энергетической Системы нашей страны.

Согласно действующему стандарту СТО «РусГидро» 04.02.75-2011 «Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и Энергосбережение. Основные требования» [3], требования по энергоэффективности должны осуществляться на всех этапах жизненного цикла гидроэлектростанций. При этом задачи по обеспечению эффективного использования гидроресурсов необходимо выполнять [3]:

- при проектировании – основной задачей которого является качественная оптимизация существующего оборудования и характеристик ГЭС под современные требования стандартов водохозяйственного комплекса, а также, учет экологического влияния энергетического объекта на природу и жизнь человека;
- при строительстве – достигается путем соблюдения предъявляемых технологических требований к производству и последующему строительству;

- при эксплуатации – осуществляется благодаря постоянному мониторингу современных стандартов качества электроэнергии и энергосбережения, непрерывной модернизации эксплуатируемого оборудования с учетом требований водохозяйственного комплекса и оценки текущего состояния гидроэлектростанции;

Как следствие, на Жигулевской ГЭС наблюдается непрерывная модернизация электрооборудования и реконструкционные работы по внедрению современных аналогов. Это позволяет не только увеличить вырабатываемую мощность, но и повысить надежность гидроэлектростанции в целом. При этом комплекс мероприятий по реализации поставленной задачи крайне обширен. И затрагивает: оптимизацию собственного потребления гидроэлектростанции, повышение эффективности основного и вспомогательного оборудования, а также, техническое перевооружение действующих систем ГЭС.

Важной составляющей надежной работы электростанций является система гарантированного электропитания (СГП), служащая для обеспечения потребителей 1-й категории требуемого качества электроэнергии, в случае исчезновения напряжения в основной питающей сети. К основным задачам системы гарантированного электропитания относятся [21]:

- автоматическое переключение нагрузки;
- питания резервируемых нагрузок при аварийном отказе основного питания;
- автоматический запуск запасных генераторов и двигателей (дизель-генераторы);
- оповещение персонала;
- электропитание подключенных потребителей.

В изначальном проекте строительства ППУ-500 кВ Жигулевской ГЭС, не предусматривалась установка системы гарантированного электропитания. Опыт эксплуатации оборудования, смонтированного на объекте, показал слабые места существующей схемы резервирования и необходимость монтажа

современной СГП. Это сохранит работоспособность САУ ОРУ-500 при потере питания на двух вводах ЩСН-0,4 кВ.

Согласно данному проекту, система гарантированного электропитания Жигулевской гидроэлектростанции должна будет комплексно обеспечивать питание переменным током ответственных потребителей первой категории, и отвечать современным стандартам надежной и безопасной энергетической структуры. В случае не осуществления проекта по установке современной системы СГП, обеспечивающей качественное и постоянное питание чувствительного оборудования, оптимальная эксплуатация имеющихся водных ресурсов на ГЭС будет затруднена. Помимо отказа оборудования, и временного выведения из работы элементов энергосистемы, это грозит серьезными последствиями в снабжении потребителей. Это в свою очередь, ведет к существенным экономическим затратам при задержках работы оборудования и восстановлению функционирующей системы. Что в условиях важности Жигулевской ГЭС, не только для городского и областного округа, но и для Единой Энергетической Системы, является актуальным проектом по улучшению имеющегося на сегодняшний день оборудования и повышению надежности всей гидроэлектростанции в целом.

Исходя из обозначенной проблематики, необходимо произвести комплексное усовершенствование СГП АСУ Жигулевской ГЭС, не соответствующей современным стандартам надежности, по причине отсутствия в изначальном проекте системы гарантированного электропитания. Следовательно, требуется провести техническое обследование объекта проектирования, и в частности, имеющейся на сегодняшний день системы гарантированного электропитания. И по результатам которой, осуществить ряд взаимосвязанных друг с другом задач, нацеленных на устранение выявленной недоработки и созданию параллельной резервируемой системы электропитания. Необходимый перечень работ был составлен, руководствуясь техническими требованиями, предъявляемых к работе.

Объект исследования: Жигулевская гидроэлектростанция.

Предмет исследования: АСУ ТП ППУ-500 кВ (Комплексная автоматизированная система управления технологическими процессами подстанционного пульта управления 500 кВ).

Цель исследования: Организация системы гарантированного питания подстанционного оборудования АСУ ТП ППУ 500 кВ Жигулевской ГЭС.

Гипотеза исследования состоит в том, что эксплуатация имеющегося оборудования АСУ ТП ППУ-500 кВ, (куда входят: автоматические рабочие места, коммутаторы, преобразователи, дисковые затворы, цепи сбора дискретной информации, противопожарные сигнализации, сервера, группы розеток и переключателей, и прочие электроприемники первой категории) представляется менее надежным и более подверженным влиянию различных нежелательных факторов, (как обрыв питания, перенапряжение, колебания частоты и так далее), если:

- в системе ППУ-500 кВ не существует резервной системы питания, на основе оперативного постоянного тока (СОПТ), способной автоматически перевести нагрузку в случае аварии или нештатной ситуации. Предлагаемая к установке структура СГП и СОПТ, представляют собой набор электротехнической аппаратуры, обеспечивающей электропитание, и позволяющие сохранить работоспособность электрооборудования до момента устранения причины аварии, без выведения аппаратуры из работы;
- проектируемые источники бесперебойного питания и аккумуляторные батареи, не способны снабжать нагрузку ответственных потребителей в течение минимум 30 минут. Не маловажным фактором остается зарядка батарей. Она должна достигать до значения в 95% от максимального уровня заряда аккумулятора, за время равное 12 часам работы выпрямителя, в схеме ИБП (источника бесперебойного питания). Зарядка происходит параллельно работе основного источника питания, в

связи с чем, коэффициент входной мощности (в среднем, коэффициент входной мощности достигает $\geq 0,95 \dots 0,99$) должен быть максимально большим, чтобы минимально исказить синусоиду нагрузки (коэффициент нелинейных искажений $> 5\%$) и не влиять на качество электроэнергии в сети;

- не будет соблюден резерв мощности в 5 кВт, закладываемый проектом для подключения дополнительного оборудования в будущем, без необходимости переоборудования системы питания. Другими словами, выбранные ИБП должны обладать достаточной мощностью, чтобы удовлетворить требования по снабжению потребителей первой категории и дальнейшему увеличению энергетических затрат. Средние коэффициенты использования и мощности электроприемников преднамеренно берутся с повышенным значением, по причине характера потребителей;
- предполагаемая СГП, состоящая из двух блоков ИБП, будет не в состоянии покрыть нужды ППУ-500 кВ, в случае перевода всей нагрузки на один источник бесперебойного питания, в результате нештатной ситуации или аварии. В связи с чем, расчеты производятся с учетом необходимости обеспечения функционирования системы от одного ИБП и одного блока АБ. Также, следует учесть пусковые токи, способные привести к перегрузке оборудования при одновременном запуске всех приемников.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- определение схемы замещения ППУ-500 кВ (Расчет сопротивлений системы, понижающих трансформаторов, кабелей, шинопроводов и автоматических выключателей);
- расчет токов КЗ (Трехфазный, однофазный и при питании от ИБП);
- определение мощности нагрузок;

- определение мощности ИБП;
- проверка срабатывания ИБП от пусковых токов;
- выбор аппаратов защиты (автоматические выключатели);
- выбор сечения кабельной линии и проверка по термической стойкости и не возгоранию;
- выбор аккумуляторных батарей СОПТ;
- выбор кабельной продукции СОПТ и её проверка, с использованием металлического тока короткого замыкания;
- проверка емкостей аккумуляторных батарей СОПТ ППУ-500 кВ.

Теоретико-методологическую основу исследования составили: Руководящие документы по проектированию энергосистемы. Современная техническая политика ПАО «РусГидро». Основные цели и задачи, предъявляемые к объектам ПАО «РусГидро». Теоритические исследования в области систем гарантированного электропитания и бесперебойных источников. Паспортные данные и методические рекомендации с официальных сайтов производителей бесперебойных систем и аккумуляторных батарей. Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации на модернизацию системы гарантированного электропитания для нужд Филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС». Электронные источники, соответствующие тематики исследования. «Руководящие указания по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления».

Методы исследования: Получение проектной документации и технических данных по объекту исследования. Анализ имеющихся источников, составление перечня задач, необходимых для комплексного решения выдвигаемой проектной цели. Проверка полученных результатов по имеющимся свободным электронным и физическим источникам, материальной базе и техническому заданию. Консультации с ответственными инженерами и вышестоящим руководством.

Научная новизна исследования заключается в:

- в перспективности внедрения системы гарантированного электропитания в уже существующий объект энергетический объект, без необходимости замены эксплуатируемого оборудования и действующей системы управления технологическими процессами подстанционного пульта управления 500 кВ;
- в использование современных источников бесперебойного питания модели «Benning Enertronic I 3-3 20», позволяющих осуществлять «горячую» замену модулей (без необходимости выведения оборудования из работы), что позволяет регулировать энергопотребление системы, подстраиваясь под текущие нужды ППУ-500 кВ;
- в соответствие современной политике «РусГидро», указывающей основные цели и задачи, предъявляемые к объектам предприятия, а именно, создание с последующим применением новых технологических решений по обеспечению безопасности и надежности электротехнического оборудования. Куда входят следующие пункты: Средний показатель индекса технического состояния (ИТС) гидротурбинных и гидрогенераторных агрегатов на период до 2025 года должен быть увеличен на 5,0% от нынешнего состояния. Показатели SAIDI (индекс средней продолжительности отключений) и SAIFI (индекс средней частоты отключений) должны быть уменьшены соответственно на значения 8,9% и 8,6% до 2025 года. Необходимость наличия одного или двух ИПБ, подключенных к двум независимым источникам питания переменного напряжения, в целях обеспечения автономности работы. В качестве резерва используется система оперативного постоянного тока, среднее время работы которой, от резервного источника, должно быть не менее 30 минут.

Теоретическая значимость исследования заключается в:

- проектирование новой системы в условиях уже функционирующего предприятия, с необходимостью соблюдения требований, выдвигаемых к значимым объектам Единой Энергетической Системы России;
- проведение исследований и практических расчетов, с возможностью сравнению полученных теоретических результатов с физическими данными технического задания.

Практическая значимость исследования заключается в существующем проекте по модернизации системы гарантированного электропитания для нужд Филиала ПАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС».

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивались:

- консультациями с ответственными инженерами, участвующими в подготовке технического задания;
- соблюдением различных научно-технических требований и проверок, необходимых для правильного выбора электрооборудования и проектирования будущей энергетической структуры;
- проведенными предварительными расчетами предприятия, подтверждающими полученные результаты научно-исследовательского комплекса технических задач.

Личное участие автора в организации и проведении исследования состоит в подготовке материально-расчётной базы, проведение собственного исследования, подкрепленного полученными результатами, и сравнение их, с имеющимися предварительными расчётами, составленными инженерами с объекта проектирования в соответствии с физическими данными.

Апробация и внедрение результатов работы велись в течение всего исследования. Его результаты докладывались на следующих конференциях:

- Научно-Исследовательские выступления, при кафедре «Электроснабжение и электротехника» (Институт химии и энергетики, Тольяттинский Государственный Университет);
- XV Всероссийская научно-практическая студенческая конференция, при Камышинском технологическом институте (Волгоградский Государственный Технический Университет).

На защиту выносятся:

- выявлена целесообразность внедрения системы гарантированного электропитания в ППУ-500 кВ, и обоснована необходимость создания резервируемой системы, для снабжения ответственных потребителей;
- охарактеризованы этапы проектирования выдвигаемой цели, в согласованности с современной политикой «РусГидро»;
- проведены комплексы технических решений, нацеленных на целесообразный выбор электрооборудования, и проверки соблюдения условий эксплуатации;
- спроектированы необходимые резервы мощности источников бесперебойного питания в размере 5 кВт;
- выведена взаимосвязь соответствия номинальной емкости аккумуляторных батарей СОПТ, со временем работы резервного источника.

Структура магистерской диссертации. Работа состоит из введения, 3 разделов, заключения, содержит 10 рисунков, 13 таблиц, список использованной литературы (31 источника), 4 приложений. Основной текст работы изложен на 81 страницах.

1 Анализ текущего состояния объекта и разработка основных решений

1.1 Описание объекта проектирования

1.1.1 Общее описание объекта

Жигулевская гидроэлектростанция представляет собой крупное электроэнергетическое предприятие. На сегодняшний день, ГЭС является второй гидроэлектростанцией в Европе по вырабатываемой мощности в энергетическую систему, обладающая необходимыми техническими параметрами и оборудованием, для эффективного регулирования, как частоты, так и мощности. К второстепенным задачам, следует отнести обеспечение судоходства крупных кораблей по реке Волга и регулировку имеющихся водных ресурсов в водохранилище. Площадь водосброса составляет 1 200 000 км², а полная и полезная емкость водохранилища 57,3 и 25,3 км³, соответственно [11]. На рисунке 1 представлена фотосъемка Жигулевской ГЭС.



Рисунок 1 – Вид с воздуха на Жигулевскую ГЭС

Электростанция, как было изложено выше, входит в Единую энергетическую систему страны. Объект оборудован высоковольтными воздушными линиями (ВЛ) широкого диапазона напряжений. Но основными классами напряжения являются линии 220 и 500 кВ. Передача электроэнергии в сети Самарского региона осуществляется на первом напряжении, а с применение ЛЭП, спроектированных на 500 кВ, осуществляется объединение Жигулевской ГЭС с другими энергетическими системами нашей страны. К примеру: с Уралом, Средней Волгой и Центральной частью России.

Суммарная вырабатываемая мощность объекта составляет 2488 МВт, а среднегодовая выработка 10 900 млн кВт·ч. Правда последнее значение являются проектным, и при более точном прогнозировании, среднегодовая выработка составляет порядка 10 317 млн кВт·ч [11].

Конструктивно, Жигулевскую ГЭС можно отнести к типу плотинных низконапорных русловых гидроэлектростанций. Другими словами, сооружения Жигулевской ГЭС расположено в пределах ручного русла и не размещается в значительных пределах на берегу реки.

По состоянию на 2021 год, главное здание гидроэлектростанции состоит из десяти взаимосвязанных секций, с вмонтированными донными водосбросами [11]. Всего суммарное количество эксплуатируемых гидроагрегатов в машинном зале равняется 20. Каждая агрегат представляет собой поворотно-лопастную турбину с диаметром колеса около 9,3 метра (рисунок 2).

Электроэнергетический объект допускается разделить на несколько взаимосвязанных сооружений, куда относится:

- земляная плотина;
- водосбросная плотина;
- главное здание с донными водосбросами и сороудерживающими решетками;
- открытые распределительные устройства (ОРУ), на напряжения в 110, 220 и 500 кВ;

– судоходные шлюзы.

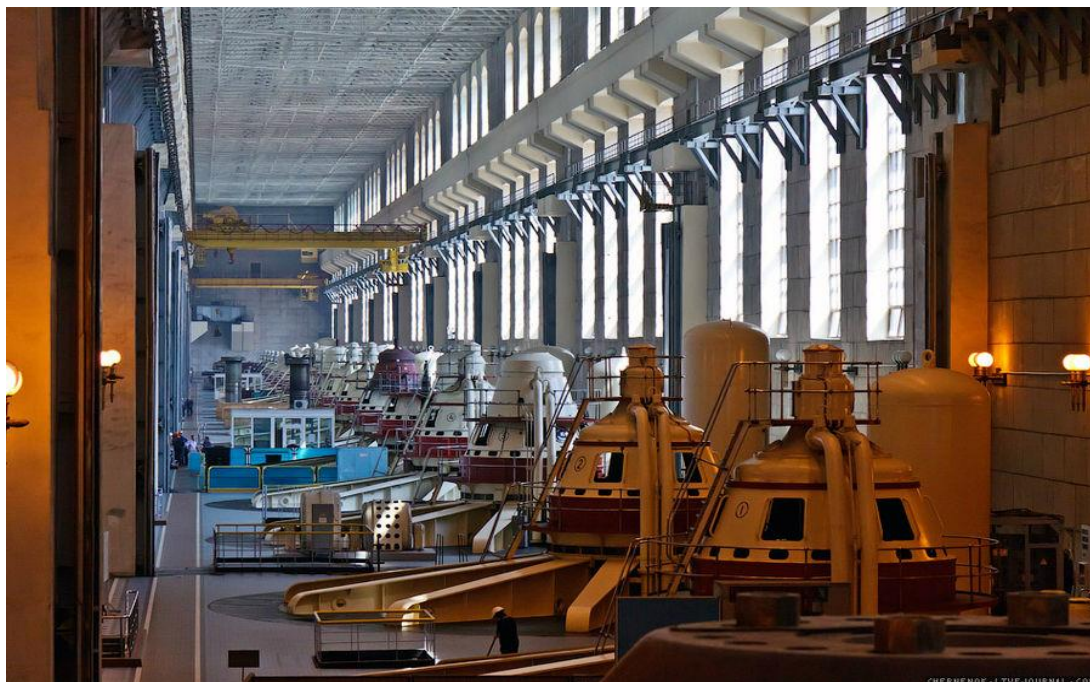


Рисунок 2 – Машинный зал Жигулевской ГЭС

1.1.2 Особенности объекта

Жигулевская ГЭС внесла значительный вклад в развитие отечественной энергетики. Именно строительство гидроэлектростанции послужило началом формирования Единой энергетической системы России. Через гидроэлектростанцию осуществляется объединение Центральной энергосистемы с Уралом и Поволжьем, а также двух федеральных транспортных линий [11].

Также, стоит отметить, что Куйбышевское водохранилище, является крупнейшим водохранилищем в Европе. А история строительства гидроэлектростанции, на сегодняшний день, не имеет аналогичный случаев в мировой практике по количеству осуществлённых земляных и строительных работ за столь короткий срок.

1.1.3 Земляная плотина

Итоговая протяженность земляной плотины Жигулевской

гидроэлектростанции составляет 2802,5 метра, при максимальной высоте в 45 метров, ширине в 85 метров и полном объеме равном 28,5 миллионов кубометров. Основное назначение земляной плотины, заключается в перегораживание потока воды в реке, для последующего повышения уровня воды и сосредоточения необходимого напора воды. Конструктивно, данное сооружение разделяет Водосбросную плотину и главное здание ГЭС с машинным залом, со смонтированными гидроагрегатами. Также, здесь располагаются эксплуатируемые распределительные устройства напряжением в 220 кВ.

1.1.4 Водосбросная плотина

Главное назначение водоспуска – это сброс излишней воды из водохранилища, его регулировка, а также, необходимый пропуск воды в нижний бьеф [30]. Общая протяженность составляет порядка 980 метров, при высоте в 40, 15 метров и ширине в 53 метра. Всего водосбросная плотина делится на 19 частей, из которых семнадцать относится к типовым с длиной по 52 метра каждая. Оставшиеся две части, представляют собой береговые линии длиной по 63 метра.

Имеется 38 пролетов при протяженности каждого в 20 метров. Их открытие и закрытие происходит путем взаимодействия с плоскими затворами, управляемыми тремя козловыми кранами. Суммарная пропускаемая способность гидроузла оценивается в 70 000 кубических метров в секунду при нормальном подпорном уровне и 76 000 при форсированном.

1.1.5 Главное здание ГЭС

Здание ГЭС, протяженностью в 600 метров, шириной в 100 метров и максимальной высотой в 81,1 метра, объединенной с донными водосбросами. Само здание исполнено из монолитного железобетона. Машинный зал разделен на десять секций. В каждой из которых, функционирует два гидроагрегата и четыре донных водосброса. Пропускная способность 40-ка водосбросов составляет приблизительно 18 500 м³/с, а их управление осуществляется перекрытиями плоскими затворами.

В итоге, в машинном зале смонтированы 20 вертикальных гидроагрегатов. Большинство (14-ть единиц) обладают мощностью в 118,2 МВт (поворотлопасная турбина ПЛ-587-ВБ-930, представленная на рисунке 3), еще 4 номинальной мощностью в 123 МВт (поворотлопасная турбина ПЛ-30/587-В-930), и 2 турбины мощностью в 129 МВт (поворотлопасная турбина ПЛ-30/877-В-930). Частота вращения каждого гидроагрегата составляет 68,2 оборота в минуту, при расчётном напоре воды от 650 до 695 метров кубических в секунду [11].

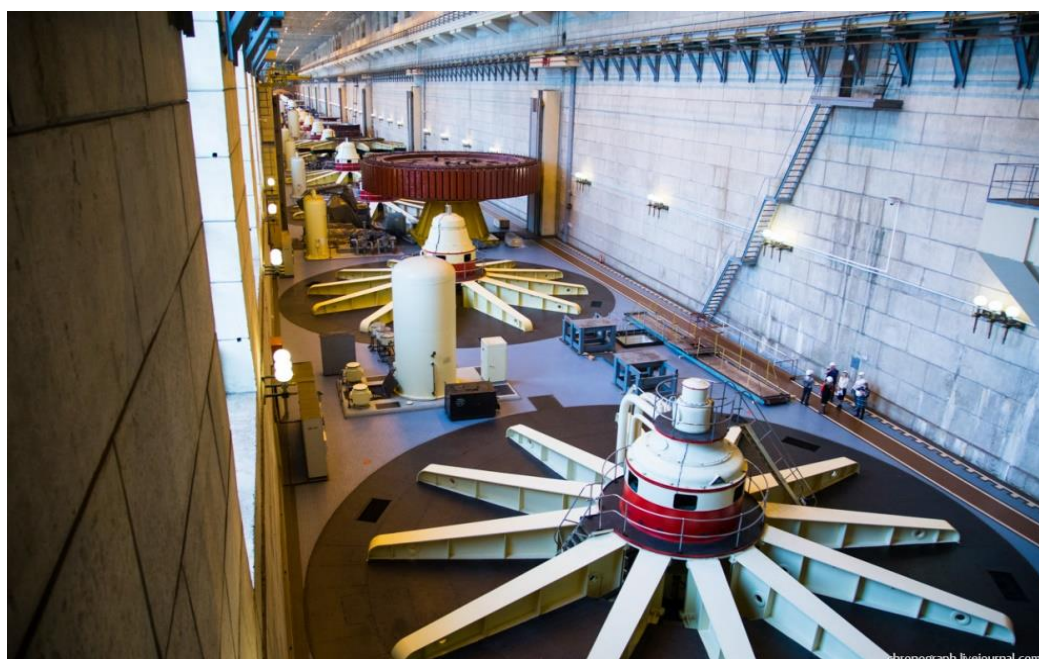


Рисунок 3 – Поворотлопасная турбина ПЛ-587-ВБ-930

Для приведения в работу гидроагрегатов, на подстанции установлены гидрогенераторы типа СВ-1500/200-88, мощностью в 115/120/125,5 МВт, потребляющих напряжение в 13,8 кВ, и обладающие достаточно высоким уровнем КПД (равным 0,9) [11].

1.1.6 Схема выдачи мощности

Вырабатываемая с гидроагрегатов электроэнергия передается на однофазные трансформаторы и автотрансформаторы, установленные в

главном здании гидроэлектростанции со стороны нижнего бьефа. Все трансформаторы образуют 4 группы. Однофазные автотрансформаторы (АОРЦТ-90000/220/110) с регулировкой под нагрузкой номинальной мощностью в 90 МВА, выдающие электроэнергию под напряжением в 121 и 242 кВ, в количестве 3 штук. Однофазные трансформаторы (ОРЦ-135000/500) мощностью в 135 МВА, и напряжением в 525 кВ, в количестве 9 штук. Однофазные автотрансформаторы (АОРЦТ-135000/500/220) мощностью в 135 МВА, и напряжением в 121 и 525 кВ, в количестве 3 штук. И однофазные автотрансформаторы (АОРЦТ-135000/500/220) мощностью в 135 МВА, и напряжением 242 и 525 кВ [11].

Имеется три открытых распределительных устройства напряжением в 110, 220 и 500 кВ, оборудованных современными элегазовыми высоковольтными выключателями.

Основными потребителями электроэнергии, вырабатываемой с Жигулевской ГЭС, и перераспределяющими её в энергосистему страны, являются электрические подстанции «Куйбышевская», «Азот», «Сызрань», «Левобережная», «Переволоки» и «Отвага». Первые две высоковольтные линии работают на напряжении в 500 кВ, последующие две на 220 кВ, и последние на 110 кВ, соответственно.

Всего на напряжении в 500 кВ существует четыре линии, на 220 кВ шесть эксплуатируемых линий и семь линий на 110 кВ.

1.1.7 Модернизация Жигулевской ГЭС

На Жигулевской ГЭС, как и на других энергетических объектах страны, в данный момент проводятся комплексные программы по замене устаревшего оборудования и модернизации существующих систем, вспомогательного оборудования, устройств защиты и автоматики.

За 2020 год наиболее крупной реконструкции подвергся следующий перечень гидромеханического оборудования: затворы водосливной плотины, гидроподъемники, маслonaпорные установки, а также, завершился проект по модернизации системы пожаротушения. Начиная с 2021-го года уровень

пожарной безопасности объектов, оборудования и персонала соответствует современным стандартам.

В последующие годы, руководством Жигулевской ГЭС, принято решения по реконструкции и модернизации устройств релейной защиты и автоматики. Это решение, в первую очередь, направленно на обеспечение надежной и бесперебойной выдачи генерируемой мощности в энергосистему, а также, на локализацию аварийных и нештатных ситуаций в энергосистеме.

1.1.8 Система гарантированного электропитания (СГП)

На данный момент, система гарантированного питания успешно эксплуатируется на ППУ-220 кВ по системе TN-C-S. В соответствии с осуществленным проектом, данная система СГП направлена на обеспечение качественным энергетическим питанием следующих устройств, подверженных влиянию различных факторов электроснабжения:

- эксплуатируемого коммутационного оборудования ОРУ;
- автоматизированных рабочих мест;
- концентраторов и коммутаторов ИВС;
- систем видеонаблюдения;
- устройств сигнализации.

Конструктивно, бесперебойный источник представляет собой комплекс электротехнического оборудования, параллельно подсоединенного к питающей сети и обладающего возможностью резервирования и «горячей» (без выведения устройства из работы) замены модулей. При нормальном режиме функционирования снабжение ответственного потребителя (или нагрузки) происходит с применением:

- выпрямителя, преобразующего трехфазный переменный ток в постоянный с заранее заданными параметрами;
- инвертора, преобразующего ток обратно в переменные значения;
- входного и выходного трансформатора [19].

На рисунке 4 представлена обобщенная структурная схема источника бесперебойного питания, предполагаемой к использованию в проектировании будущей системы СГП ППУ-500 кВ.

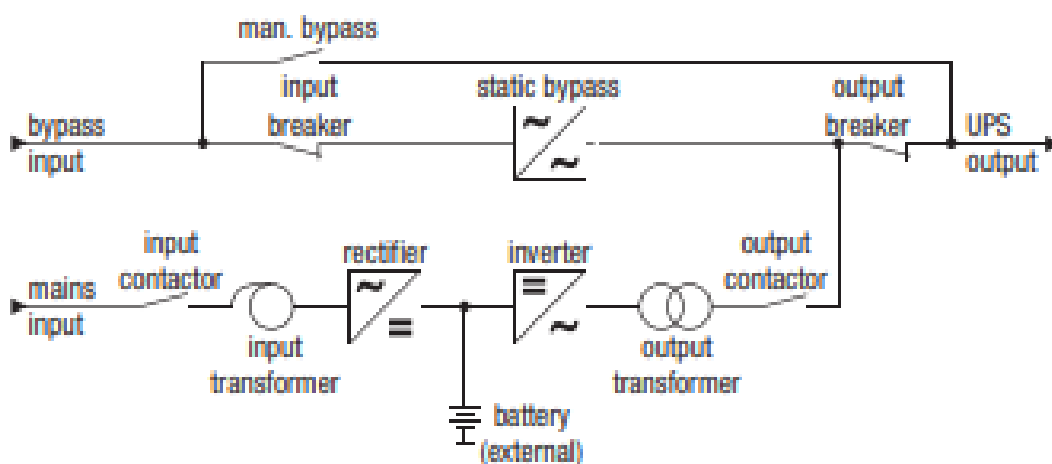


Рисунок 4 – Схема ИБП, на основе модели «ENERTRONIC I»

Питание потребителей может осуществляться тремя способами. Через основной источник, к которому параллельно подсоединены ячейки АБ. Через резерв СОПТ. И обход всей силовой части, с помощью байпаса, который может быть активирован как автоматически, так и вручную.

1.2 Основные технические решения

1.2.1 Технологическая структура и описание процесса деятельности

На сегодняшний день, система гарантированного электропитания, предусмотренная на ППУ-500 кВ, не отвечает современным стандартам. Это может повлечь временный или полный отказ оборудования автоматизированной системы управления ТП, в случае аварии.

Главенствующей задачей данной системы является обеспечение дополнительного коммуникационного оборудования надежным,

качественным и постоянным питанием. Особенно это относится к наиболее чувствительным элементам, кратковременный перерыв снабжения которых, наиболее нежелателен. К примеру, компьютеры, рабочие серверы, или противоаварийные системы автоматики по контролю работы технологических процессов [8].

Комплекс оборудования гарантированного электропитания, позволяет снизить вероятность отказов, связанных с низким качеством снабжения, отключением основных источников питания, а также от нарушений, вызванных внешними помехами.

Важно отметить, что нарушение электропитания может быть взаимосвязано не только с полным отсутствием напряжения в сети, но и с любыми ненормированными отклонениями. Перенапряжения, колебания частоты, электротехнические помехи, подключение дополнительного оборудования и прочее. Все эти факторы влияют на качество питающего напряжения, а, следовательно, и на работу оборудования [6].

Агрегаты бесперебойного питания позволяют защитить важную электротехническую аппаратуру от нежелательных факторов, поддерживая номинальные параметры, и переводя устройство на автономное питание, в случае аварии. Данные действия нацелены на сохранение функционирования и изоляции аппаратуры от места аварии в системе.

В процессе подготовке проектной основы для организации системы гарантированного электропитания Жигулевской ГЭС, было решено установить два комплекта агрегатов бесперебойного питания [29].

Для того чтобы эффективно собирать и обрабатывать получаемую информацию с источников бесперебойного электропитания, проектом предусматривается установка контроллеров для сбора диагностической информации, с последующей передачей её в автоматизированную систему управления технологическим процессом.

1.2.2 Элементы системы СГП Жигулевской ГЭС

В ходе будущего проектирования, усовершенствованию будут

подвергнут узел СГП ППУ-500 кВ.

Итоговое планирование по усовершенствованию СГП ППУ-500 кВ предполагает установку следующего электротехнического оборудования и проведения необходимого комплекса технических работ:

Во-первых, произвести монтаж ИБП мощностью 20 кВА, выполненные на базе двух агрегатов бесперебойного питания модели «Enertronic I 3-3 20» производства компании Benning (рисунок 5). Установка двух источников бесперебойного питания, вместо одного, необходима в целях обеспечения постоянного электропитания подсоединённых электротехнических элементов системы, а также, безопасности оборудования и персонала. Так как, система обладает I и II категорией, то планируемые АБП должны образовывать резервируемую между собой систему гарантированного питания оборудования, в целях сохранения работоспособности ППУ-500 кВ, при поломке одного из источников АБП.

Каждый выдвигаемый к проектированию агрегат, будет представлять собой модульные (ячейковые) полупроводниковые преобразователи с комплектами аккумуляторных батарей. Количество модулей и АБ может варьироваться в зависимости от текущих нужд подстанционного пульта. Технические характеристики предполагаемых к монтажу устройств, вынесены ниже, и представляют:

- диапазон входного напряжения от 290 до 480 В;
- напряжение аккумуляторной батареи от 185 до 295 В;
- выходная мощность 40 кВА [19].



Рисунок 5 – Агрегат бесперебойного питания типа «Enertronic I 3-3 20»

Во-вторых, предусматривается установка шкафов автоматического включения резерва, а также, распределительный шкаф (сокращено, АВР и РШ). Данные устройства представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Шкафы включения резерва и распределительные шкафы

Шкафы автоматического включения резерва, вместе с распределительными шкафами, состоят из:

- автоматических выключателей типа «NSX» и «IC60»;
- комплектов ступенчатых распределительных блоков медных шин;
- комплектов САУ СГП типа «ET200S» фирмы «Siemens» [18].

Электропитание данного оборудования осуществляется за счет наличия двух резервируемых источников переменного трехфазного тока, рассчитанных на напряжение в 380 В.

Устанавливаемые, в соответствии с данным проектом, источники бесперебойного питания, рассчитанные на мощность в 20 кВА, предназначены для осуществления плавного перевода питания потребителей от основного источника (СН 0,4 кВ) на аккумуляторные батареи, а также, нацелены на улучшение качества электроэнергии, регулируя отклонения по напряжению и частоте [18].

Для организации передачи данных о состоянии и режимах работы оборудования, в каждом распределительном шкафу устанавливается распределенная периферия.

В итоге, будущая система гарантированного электропитания будет рассчитана на круглосуточный непрерывный режим функционирования. При этом, выход из строя любого из компонентов системы практически не повлияет на работоспособность всего узла, так как электропитание, осуществляется через дополнительные резервированные источники бесперебойного питания.

1.2.3 Перечень реализуемых функций СГП

Глобально, функционал системы гарантированного электропитания можно разделить на три подгруппы:

- информационные,
- управляющие,
- сервисные [21].

Более подробно рассмотрим каждую из описанных подгрупп, входящих в перечень выполняемых функций системы гарантированного электропитания.

Первоочередной задачей информационных функций, проектируемых в будущей системе СГП, обеспечивать в полном объеме необходимый комплекс информирующих сигналов для персонала. Данный набор информационных сигналов должен быть в достаточной степени, для конкретного понимания текущего состояния контролируемого оборудования. Всего в первую подгруппу входят следующие пункты:

- сбор и обработка дискретных сигналов и аналоговых сигналов;
- сбор и обработка вручную вводимых команд диспетчера;
- диагностика работоспособности и состояния систем;
- фиксация аварий;
- выведение оперативной информации для персонала;
- заполнение журнала событий и документаций [21].

Первоочередная задача управляющей функции системы гарантированного электропитания заключается в быстром автоматическом реагировании на возникновение нештатной ситуации (аварии) в системе, и как следствие, автоматическом переключении схемы автоматического ввода резерва на работу от аккумуляторных батарей системы АБП, в целях обеспечения функционирования системы.

Первоочередная задача сервисной функции системы гарантированного электропитания заключается в поддержке и настройке работы системы, для нормального и корректного функционирования информационных и управляющих функций системы СГП.

Всего в заключительную подгруппу входят следующие пункты:

- настройка параметров цифрового оборудования и пороговых значений для сигнализации;
- перевод функциональных узлов СГП в режим «сервис»;
- перевод функциональных узлов СГП в режим «работа» [21].

1.2.4 Описание КТС на объекте

КТС (комплекс технических средств) по автоматизации представляет собой набор распределительной периферии на базе ввода-вывода ET-200S (рисунок 7), объединенных в системную станцию, основное назначение которой заключается в сборе и анализе поступающих сигналов.

Приведенная аппаратура имеет бит-модульную структуру (состоит из нескольких однотипных модулей, допускающиеся к простой замене, в случае поломки), что позволяет адаптировать станцию под необходимые задачи, без необходимости переоборудования. Основной перечень следующий:

- уменьшение вычислительных нагрузок и нагрузки на общую сеть;
- быстродействие и реакция на поступающие сигналы;
- повышение безопасности и гибкости всей системы в целом [18].



Рисунок 7 – Станция распределительного ввода-вывода SIMATIC ET-200S

В таблице 1, представлены технические характеристики данного оборудования.

Таблица 1 – Характеристики SIMATIC ET-200S

Характеристика	Значение
Степень защиты	IP 20
Диапазон рабочих температур	0...60 °С
Вибрационные нагрузки	Непрерывные 2g, и кратковременные 5g
Системные ограничения	
Количество модулей	63
Длина станции, не более	1 метр
Объем данных параметрирования	До 244 байт на станцию (определяется количеством модулей)
Объем данных пользователя	До 128 байт для ввода и вывода в зависимости от типа и числа модулей
Требования к системе	
Объем данных параметрирования	Более 32 байт (в зависимости от типа и числа установленных модулей)
Объем данных пользователя	В зависимости от типа и числа установленных модулей
Длина диагностических сообщений	64 байт

В случае нештатной ситуации (аварии), модули автоматически переходят в автономный режим, с продолжением выполнения всего возложенного перечня задач в полном объеме.

1.2.5 Классификация потребителей и размещение оборудования

Основные потребители подстанционного пульта управления 500 кВ относятся к потребителям I и II категории. К данным потребителям можно причислить серверное и коммуникационное оборудование, сигнализации, противопожарную тревогу, автоматизированные рабочие места, освещения зала и тому подобное [6].

Опирируя категориями потребителей, необходимо спроектировать отказоустойчивую систему, представляющую собой комплекс технологического оборудования, нацеленного на обеспечение надежного электропитания при аварийных режимах.

К главным компонентам будущей системы гарантированного питания следует отнести:

- кабельную продукцию;
- агрегаты бесперебойного питания 220/380В, с мощностью в 20 кВА;

- системы управления и оперативного оповещения;
- аккумуляторные батареи;
- понижающие трансформаторы;
- преобразовательную аппаратуру;
- элементы защитной аппаратуры [21].

Для потребителей ответственной категории, необходимо предусмотреть резервируемую систему питания. В данных целях, вводится дублирование системы ИБП и СОПТ, включая кабельную и защитную аппаратуру.

Согласованные проектом распределительные шкафы, рассчитаны на номинальный ток до 2300А, максимальный ударный ток короткого замыкания I_{pr} до 187кА, и допустимый ток сквозного короткого замыкания I_{sw} до 85кА действующий до 1 сек [18].

Каждая секция шкафов будет спроектирована с шинами РЕ и N, автоматическими выключателями, рассчитанными на номинальные токи от 6 до 63 А, с максимально допустимыми токами КЗ в 10 кА.

Кабельные сети предполагается выполнить кабелем ВВГнг проложенным в гофрированной трубе по перегородкам ГВЛ (гипсокартонные листы), в подготовке пола, и частично в кабель-каналах.

Основные кабели питания, прокладываемые от ЩСН ППУ-500 до АБП1 и АБП2 выполняется кабелем ВВГ(А)нг-LS.

Присоединение выводной силовой цепи переменного тока АБП выполняется жгутами на основе проводов ПВ-3 25,0 мм², прокладываемых в общем ПВХ рукаве по подготовленной кабельной трассе [4].

1.2.6 Структура подключения

Предлагаемая к проектированию структурная схема подключения ИБП в узле ППУ 500-кВ АСУ ТП, представлена на рисунке 8. Оба ввода работают на напряжение в 380 В, и вся технологическая информация автоматически передается в ТСПД с двух агрегатов бесперебойного питания.

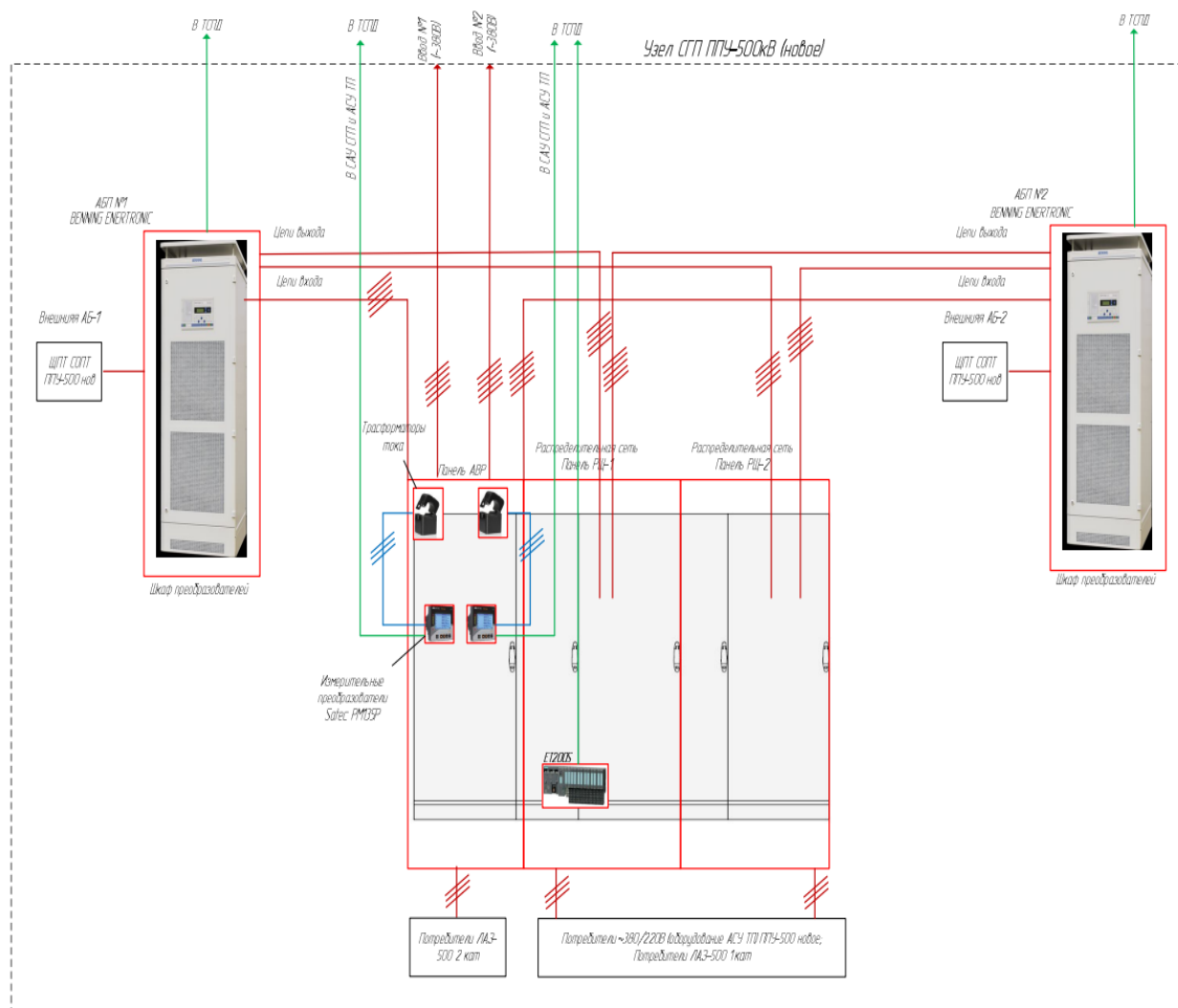


Рисунок 8 – Схема предполагаемого подключения системы ИБП

Будущая система гарантированного электропитания будет представлять собой два комплекта агрегатов бесперебойного питания, использующих «ENERTRONIC I 3-3 20» фирмы «Benning» [19], снабжённых свинцово-кислотными батареями закрытого типа 8-GroE-200 [24], необходимых для осуществления питания оперативным постоянным током ответственных элементов энергоструктуры.

Выводы по первому разделу. В ходе исследования объекта проектирования – Жигулевской ГЭС, были получены данные по текущему состоянию гидроэлектростанции. Исследование показало, что объект обладает существенной важностью для Единой энергетической системы России.

Наблюдается тенденция по активной модернизации предприятия в целях замены устаревшего оборудования и улучшения качеств энергетической эффективности. Также, выявлена проблема в устройстве подстанционного пульта управления 500 кВ Жигулевской гидроэлектростанции, связанная с несоответствием эксплуатируемой на данный момент системой, современным стандартами бесперебойного питания.

Были сформированы основные планируемые технические решения, необходимые для реализации поставленных задач. Приведено подробное описание системы гарантированного электропитания в выбранной для анализа системы СГП ППУ-500 кВ Жигулевской ГЭС, с предлагаемыми усовершенствованиями и заменами электрооборудования. Произведена классификация потребителей и выбор основного оборудования, в соответствии с требованиями к потребителям. Представлена схема предполагаемого подключения агрегатов бесперебойного питания к узлу ППУ 500-кВ.

Исходя из вышесказанного, необходимо произвести организацию системы гарантированного электропитания для подстанционного оборудования АСУ ТП ППУ 500 кВ Жигулевской ГЭС.

2 Расчеты переходных процессов

2.1 Общие данные

В рамках данного проекта, необходимо соблюсти условия подключения двух источников бесперебойного питания модели ENERTRONIC I 3-3 фирмы «Benning» суммарной мощностью 40 кВА (по 20 кВА каждый). А также произвести подсоединение распределительного шкафа (РШ), состоящего из двух секций питающих потребителей первой категории и панели автоматического ввода резерва (АВР).

В Приложение А, представлены схемы подключения агрегатов бесперебойного питания к шинам щита собственных нужд на напряжении 0,4 кВ (ЩСН-0,4 кВ ППУ-500), место подсоединения панели АВР, и 2 секции потребителей распределительного шкафа, соответственно.

Для выбора коммутирующей аппаратуры, необходимо произвести расчет сопротивлений и токов КЗ, в соответствии с точками:

- К1 (Шины ЩСН-0,4 кВ);
- К2 (Шины панели АВР);
- К3 (Шины ИБП);
- К4 (Шины ИБП ввод резерва (байпаса));
- К5 (Шины РШ (ППУ-500));
- К6 (Шины РШ ЛАЗ-500 секция 1);
- К7 (Шины РШ ЛАЗ-500 секция 2).

2.2 Определение сопротивлений схемы замещения ППУ-500 кВ

В связи с тем, что система симметрична, то расчёты для обоих источника бесперебойного питания не требуются. Достаточно произвести вычисления для одного АБП, так как, они будут соответствовать сопротивлениям и токам

для второго агрегата. Для примера, все дальнейшие расчеты производятся для точки К1. Остальные полученные результаты приведены в таблице 5.

2.2.1 Сопротивление питающей энергосистемы

Первым этапом необходимо произвести расчеты сопротивлений схемы замещения для СГП ППУ 500 кВ [1].

Для этого необходимы исходные значения понижающих трансформаторов, автоматических выключателей и кабельной продукции, смонтированной на объекте проектирования [1].

Паспортные данные понижающего трансформатора RESIBLOC-630-10(6)/0.4 [12], представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Паспортные данные трансформаторов RESIBLOC-630-10(6)/0.4

Тип	Каталожные данные					
	S _н , МВА	U _{НОМ} , кВ		U _к , %	P _к , кВт	P _{хх} , кВт
		ВН	НН			
RESIBLOC - 630	0,63	10	0,4	6,0	6,6	1,37

На выводах понижающих трансформаторов подключены выключатели модели NSX 100F. К основным параметрам выключателя относятся:

- отключающая способность 25 кА;
- номинальное рабочее напряжение 400 В;
- номинальный ток 100 А.

Согласно ГОСТ 28249-93 Для практических расчетов токов КЗ допустимо не учитывать активное сопротивление энергосистемы, а индуктивное принимать равным полному сопротивлению энергосистемы (это не влияет на точность расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ), определяя его значение по известному току I (в кА) или мощности S (в МВА) трехфазного КЗ на зажимах ВН понижающего трансформатора 6 (10) кВ [5].

При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что

понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление системы (X_c) [28]. Следовательно, требуется рассчитать сопротивление общей системы, используя формулу (1):

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot U_{\text{ср.вн}}}, \quad (1)$$

$$X_c = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 10} = 3,69 \cdot 10^{-4} \text{ Ом} = 0,37 \text{ мОм},$$

где $U_{\text{ср.нн}}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, кВ;

$U_{\text{ср.вн}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, кВ;

$I_{\text{откл.ном}}$ – отключающая способность выключателя, кА [5].

2.2.2 Сопротивление трансформаторов

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности двух понижающих трансформаторов (r_{1T} , x_{1T}) RESIBLOC-630-10(6)/0.4 [31], приведенные к ступени низшего напряжения сети, рассчитывают по формулам (2) и (3):

$$r_{1T} = \frac{P_{\text{к.ном}} \cdot U_{\text{нн.ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}^2} \cdot 10^6, \quad (2)$$

$$x_{1T} = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{\text{к.ном}}}{S_{\text{т.ном}}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{нн.ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}} \cdot 10^4, \quad (3)$$

где $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$P_{\text{к.ном}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$U_{\text{нн.ном}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, % [5].

Вычислим значения сопротивлений по формулам (2) и (3):

$$r_{1T} = \frac{6,6 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 2,66 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 2,66 \text{ мОм},$$

$$x_{1T} = \sqrt{6,0^2 - \left(\frac{100 \cdot 6,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 15,0 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 15,0 \text{ мОм}.$$

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности понижающих трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме Δ/Y_0 , при расчете КЗ в сети низшего напряжения следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности [5].

Аналогичная ситуация со схемой обмоток трансформатора по схеме треугольник/звезда [5]. Сопротивления нулевой последовательности будут равны значениям прямой последовательности:

$$r_{0T} = r_T = 2,66 \text{ мОм},$$

$$x_{0T} = x_T = 15,0 \text{ мОм}.$$

Как видно, индуктивные сопротивления понижающего трансформатора превосходят активные.

2.2.3 Сопротивление кабельной продукции и шинпровода

Далее, определяем сопротивления смонтированной кабельной продукции. Для примера рассмотрим кабель ВВГ(А)нг–LS 5x70. Выбранный кабель относится к типу с медной токопроводящей жилой и поливинилхлоридной изоляцией. Дополнительные обозначения «нг» и «LS» означают, что кабель не распространяет горение и обладает пониженным газовыделением, соответственно. Информацию по погонным сопротивлениям кабеля принимаем из каталожных данных. В таблице 3 приведенные основные параметры проектируемого медного кабеля ВВГ(А)нг–LS 5x70 [22].

Таблица 3 – Характеристики кабеля ВВГ(А)нг–LS 5x70

Характеристика	Значение
Количество жил:	5
Размер сечения:	70 мм ²
Активное сопротивление:	0,061 мОм/м
Индуктивное сопротивление:	0,265 мОм/м

Расчет производим по формулам (4) и (5):

$$r_{1кб} = r_1 \cdot l_k, \quad (4)$$

$$x_{1кб} = x_1 \cdot l_k, \quad (5)$$

$$r_{1кб} = 0,265 \cdot 18 = 4,77 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 4,77 \text{ мОм},$$

$$x_{1кб} = 0,061 \cdot 18 = 1,10 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 1,10 \text{ мОм},$$

где r_1 – погонное активное сопротивление кабеля, мОм/м;

x_1 – погонное индуктивное сопротивление кабеля, мОм/м;

l_k – длина кабеля, м [5].

Далее, рассчитываются активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности. Для этого определяем сопротивления r_0 и x_0 . По формулам (6) и (7), из методических источников [5] их значения равны:

$$r_0 \approx 2 \cdot r_1, \quad (6)$$

$$x_0 \approx (3,5 - 4,5) \cdot x_1. \quad (7)$$

Следовательно, значения примерно равны $r_0 \approx 0,53$ и $x_0 \approx 0,21$.

Нулевую последовательность находим по формулам (8) и (9):

$$r_{0кб} = r_0 \cdot l_k, \quad (8)$$

$$x_{0кб} = x_0 \cdot l_k, \quad (9)$$

$$r_{0кб} = 0,53 \cdot 18 = 9,54 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 9,54 \text{ мОм},$$

$$x_{0кб} = 0,21 \cdot 18 = 3,78 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 3,78 \text{ мОм}.$$

Полное сопротивление, находим по формуле (10), приведенной ниже:

$$Z_{0кб} = \sqrt{r_{0к}^2 + x_{0к}^2}, \quad (10)$$

$$Z_{0кб} = \sqrt{(9,54)^2 + (3,78)^2} = 10,15 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 10,2 \text{ мОм}.$$

Следующим этапом, рассчитываем значения сопротивлений шинпровода секций ЩСН. Погонные сопротивления шинпроводов принимаем из каталожных данных. В таблице 4 приведены основные параметры шинпровода ШМА-4-1600Ш [23].

Таблица 4 – Характеристики шинпровода ШМА-4-1600Ш

Характеристика	Значение
Номинальный ток:	1600 А
Амплитудное значение тока:	100 кА
Сопротивления	
Активное сопротивление:	0,03 мОм/м
Индуктивное сопротивление:	0,014 мОм/м
Погонное активное:	0,037 мОм/м
Погонное индуктивное:	0,042 мОм/м

Сопротивление шинпроводов рассчитывается аналогично, по формулам (11) и (12):

$$r_{1ш} = r_{ш} \cdot l_{ш}, \quad (11)$$

$$x_{1ш} = x_{ш} \cdot l_{ш}, \quad (12)$$

$$r_{1ш} = 0,03 \cdot 5,6 = 0,17 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 0,17 \text{ мОм},$$

$$x_{1ш} = 0,014 \cdot 5,6 = 0,08 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 0,08 \text{ мОм},$$

где $r_{ш}$ – погонное активное сопротивление шинпровода, мОм/м;

$x_{ш}$ – погонное индуктивное сопротивление шинпровода, мОм/м;

$l_{ш}$ – длина шинпровода, м [5].

Аналогичной расчетной методикой вычисляем значения сопротивления шинпровода нулевой последовательности по формулам (13) и (14):

$$r_{0ш} = r_{0ш} \cdot l_{ш}, \quad (13)$$

$$x_{0ш} = x_{0ш} \cdot l_{ш}, \quad (14)$$

$$r_{0ш} = 0,037 \cdot 5,6 = 0,21 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 0,21 \text{ мОм},$$

$$x_{0ш} = 0,042 \cdot 5,6 = 0,24 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 0,24 \text{ мОм},$$

где $r_{0ш}$ – погонное сопротивление нулевой последовательности шинпровода, мОм/м;

$x_{0ш}$ – погонное индуктивное сопротивление нулевой последовательности шинпровода, мОм/м.

Полное сопротивление шинпровода нулевой последовательности рассчитывается по формуле (15):

$$Z_{0ш} = \sqrt{r_{0ш}^2 + x_{0ш}^2}, \quad (15)$$

$$Z_{0ш} = \sqrt{(0,21)^2 + (0,24)^2} = 0,319 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 0,32 \text{ мОм}.$$

Последним этапом, находим сопротивления защитной аппаратуры.

2.2.4 Сопротивление коммутационной и защитной аппаратуры

Значения активных и индуктивных сопротивлений защитной аппаратуры и коммутационных соединений, допускается упростить для расчетов ниже 1 кВ. Сопротивления контактных соединений берутся из нормативных документов [5], и равны:

– $r_{\text{конт}} = 0,01$ мОм для шинпровода;

– $r_{\text{конт}} = 0,1$ мОм для кабельных соединений;

– $r_{\text{конт}} = 1,0$ мОм для коммутационных выключателей.

Сопротивлениями одновитковых трансформаторов тока и измерительной аппаратурой допускается пренебречь.

2.2.5 Расчет суммарных сопротивлений до точки К1

Для вычисления суммарного значения сопротивлений прямой и нулевой последовательности, необходимо просуммировать все значения сопротивлений до точки К1. Формулы нахождения суммарных сопротивлений обеих последовательностей, разделены между собой и приведены ниже.

Суммарные активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности рассчитываются по формулам (16) и (17):

$$r_{1\Sigma} = r_{1Т} + r_{1Ш} + r_{1Кб} + r_{1ВЛ}, \quad (16)$$

$$x_{1\Sigma} = x_{1с} + x_{1Т} + x_{1Ш} + x_{1Кб} + x_{1ВЛ}, \quad (17)$$

где $r_{1Т}$ и $x_{1Т}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора;

$r_{1Ш}$ и $x_{1Ш}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности шинпровода;

$r_{1К}$ и $x_{1К}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабеля;

$r_{1ВЛ}$ и $x_{1ВЛ}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности воздушной линии;

$x_{1с}$ – сопротивление системы [5].

Суммарные активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности рассчитываются по формулам (18) и (19):

$$r_{0\Sigma} = r_{0Т} + r_{0Ш} + r_{0Кб} + r_{0ВЛ}, \quad (18)$$

$$x_{0\Sigma} = x_{0с} + x_{0Т} + x_{0Ш} + x_{0Кб} + x_{0ВЛ}, \quad (19)$$

где $r_{0Т}$ и $x_{0Т}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора;

$r_{0Ш}$ и $x_{0Ш}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода;

$r_{0к}$ и $x_{0к}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля;

$r_{0вл}$ и $x_{0вл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии;

$x_{0с}$ – сопротивление системы [5].

Исходя их формул, требуется вычислить сопротивления нулевой и прямой последовательности для воздушных линий. Расчеты производим по следующей методике, представленной ниже:

Сопротивление ВЛ для прямой последовательности равны следующим техническим параметрам:

$$r_{1вл} = 10,4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 10,4 \text{ мОм},$$

$$x_{1вл} = 6,53 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 6,53 \text{ мОм}.$$

Сопротивление воздушной линии для нулевой последовательности находим по формулам (20) и (21):

$$r_{0вл} = r_{1вл}, \quad (20)$$

$$x_{0вл} \approx 3 \cdot x_{1вл}, \quad (21)$$

$$r_{0вл} = 10,4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 10,4 \text{ мОм},$$

$$x_{0вл} = 19,6 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 19,6 \text{ мОм}.$$

Вычислим суммарные значения сопротивлений прямой и нулевой последовательности для точки короткого замыкания К1, с использованием уже выведенных ранее выражений. Используем формулы (16), (17), (18) и (19), соответственно:

$$r_{1\Sigma} = 2,66 + 0,17 + 4,77 + 10,4 = 18,0 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 18,0 \text{ мОм},$$

$$x_{1\Sigma} = 0,37 + 15,0 + 0,08 + 1,10 + 6,53 = 23,08 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 23,1 \text{ мОм},$$

$$r_{0\Sigma} = 2,66 + 0,21 + 9,54 + 10,4 = 22,81 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 22,8 \text{ мОм},$$

$$x_{0\Sigma} = 0,37 + 15,0 + 0,24 + 3,78 + 19,6 = 38,99 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} = 40,0 \text{ мОм}.$$

Остальные значения сопротивлений для точек К2-К7, рассчитываются аналогичным методом, меняя значения удельных сопротивлений кабелей и проводов, в соответствии с их паспортными данными. Следовательно, подробное описание последующих расчетов допускается упростить и свести в кабельный журнал, вместе с определенными в дальнейшем токами короткого замыкания. Полный перечень рассчитанных сопротивлений, в соответствии с выбранными точки короткого замыкания в системе ППУ-500 кВ, приведен в Приложение Б.

2.3 Расчет токов короткого замыкания ППУ-500 кВ

2.3.1 Общие данные по расчеты КЗ

В нормальном режиме работы питание потребителей первой категории электроснабжения происходит в режиме «On-line», и полностью осуществляется от сети. При потере основного электропитания, бесперебойные источники переходит в автономным режим функционирования. Обеспечение производится от АБ через инвертор. В случае серьезного повреждения ИБП, приводящего к отказу его функционирования или полной разрядке имеющихся запасов энергии, подключение резерва происходит автоматически, после чего, срабатывают соответствующие датчики оповещения. Если же, требуется ручное переключение силовой части, подключенного ИБП, в обход автоматики, то персонал может произвести подключение резерва через секционные выключатели [16].

При перегрузке или при внешнем коротком замыкания в системе, инвертор ограничивает максимальное значение тока нагрузки на величину $I_{огр}$

, которая, согласно ГОСТ 27699-88 [8], не должна превышать $2 \cdot I_{\text{ном}}$ инвертора в течение 0,1 с. Инвертор обеспечивает $I = (2,3) I_{\text{ном}}$ в течение 1 с. В соответствии с этими особенностями, при питании ответственного оборудования от ИБП, значение токов при возникновении внешних КЗ может оказаться значительно меньше, чем при питании нагрузок от силового трансформатора.

2.3.2 Расчет токов КЗ при питании через трансформатор

Требуется определить трехфазный и однофазный ток короткого замыкания для точки К1, в качестве примера. Вычислив суммарные сопротивления элементов системы (Приложение Б), допускается рассчитать ток трехфазного короткого замыкания с использованием следующей формулы (22):

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.нн}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}}, \quad (22)$$

где $U_{\text{ном.нн}}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки силового трансформатора, В;

$Z_{\Sigma}^{(3)}$ – полное сопротивление прямой последовательности цепи до точки КЗ, мОм.

Тогда для точки К1:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,0^2 + 23,1^2}} = 7,89 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ в электроустановках с одним источником энергии (энергосистема или автономный источник) рассчитывают по формуле (23):

$$I_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (23)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ;

$K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока короткого замыкания (определен согласно ГОСТ 28249-93) [5].

Для расчетной точки К1:

$$I_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 7,89 \cdot 1,3 = 14,5 \text{ кА.}$$

Однофазный ток короткого замыкания для точки К1 рассчитываем по следующей методике.

Если электроснабжение электроустановки напряжением до 1 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы ($I_{\text{ПО}}^{(1)}$) в килоамперах рассчитывают по формуле (24):

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (24)$$

где $r_{1\Sigma}$ и $x_{1\Sigma}$ – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм;

$r_{0\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм;

$U_{\text{ср.нн}}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В [5].

С учётом активного сопротивления дуги для точки схемы замещения К1, значение однофазного тока короткого замыкания равно:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} * 400}{\sqrt{(2 * 18,0 + 22,8)^2 + (2 * 23,1 + 40,0)^2}} = 6,64 \text{ кА.}$$

Как видно из расчетов, значения токов короткого замыкания составляют существенные значения, а следовательно, требуются надежная и современная коммутирующая аппаратура, способная предотвратить опасное влияние существенных (разрушительных) токов в системе, с необходимым запасом на случай подключения нового оборудования в энергосистему в будущем.

2.3.3 Расчет токов КЗ при питании от ИБП в инверторном и резервном режиме (байпас)

Потребители системы гарантированного питания могут питаться либо от инвертора, либо от сети. Поэтому, для осуществления правильного расчета, и следовательно, правильного проектирования СГП, нужно учитывать оба варианта питания нагрузки [27].

В инверторном режиме работы ток короткого замыкания ограничен до значения $2,33 I_n$ в течение 1-3 секунд. С учетом малой мощности источника бесперебойного питания ток, ограниченный инвертором, составит 70А, после чего АБП переключится на резерв, и ток короткого замыкания будет соответствовать расчетной величине тока КЗ при питании от имеющегося силового трансформатора:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = I_{\text{ПО}}^{(3)} = 7,89 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{уд}}^{(1)} = I_{\text{уд}}^{(3)} = 14,5 \text{ кА.}$$

В режиме работы от сети (резерв ИБП) при расчете тока однофазного короткого замыкания, рассмотрение вышестоящей сети происходит за счет эквивалентного индуктивного сопротивления системы до понижающего трансформатора, приведенного к ступени низшего напряжения X_c . В сетевом режиме расчетный ток короткого замыкания соответствует току КЗ в режиме

питания от сетевого трансформатора с учетом предполагаемых погрешностей при расчете [16].

Другими словами, ток короткого замыкания электрической цепи в режиме байпас для точки К1 будут равен аналогичному значению инверторного режима:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = I_{\text{ПО}}^{(3)} = 7,89 \text{ кА},$$

$$I_{\text{уд}}^{(1)} = I_{\text{уд}}^{(3)} = 14,5 \text{ кА}.$$

Расчет токов трехфазного, однофазного и ударного КЗ для остальных точек, производится аналогично.

Все параметры схемы замещения (активные и индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательности, токи трехфазного, однофазного и ударного короткого замыкания) представлены в Приложение Б. Проверка защитной аппаратуры и оборудования (автоматических выключателей, кабельной продукции, элементов системы СОПТ) будет производиться с помощью полученных расчетных значений.

Выводы по второму разделу. Первым этапом, был произведен комплексный расчет активных и индуктивных сопротивлений прямой и нулевой последовательности схемы замещения подстанционного пульта управления 500 кВ Жигулевской гидроэлектростанции, включающей в себя: сопротивление питающей системы, понижающего трансформатора, кабельной продукции, шинпровода, а также, коммутационной и защитной аппаратуры. Полный перечень рассчитанных сопротивлений приведен в Приложение Б.

Далее, расчетам подверглись токи короткого замыкания в соответствии с точками К1-К7, выбранными на основе имеющейся электрической схемы подключения аппаратуры в ППУ-500 кВ. При вычислениях применялись полные сопротивления схемы замещения.

В итоге, были найдены значения трехфазных, однофазных и ударных токов короткого замыкания в системе. Полный перечень расчетов в соответствии с точками КЗ приведен в Приложение Б.

Как следствие, учитывая токоограничивающего действия ИБП – $2,33 I_n$, в качестве расчетного тока короткого замыкания принимаем следующие:

- для проверки чувствительности аппаратов защиты, принимаем ток однофазного КЗ в конце линии;
- для расчетов и проверок по термической стойкости и невозгоранию проектируемых кабельных линий, принимаем ток трехфазного короткого замыкания в конце линии;
- для расчетов и проверок по термической стойкости и невозгоранию проектируемых кабельных линий, принимаем ток ударного короткого замыкания в начале линии в режимах работы от источника бесперебойного питания.

3 Проверка эффективности работы элементов защиты

3.1 Определение мощности ИБП

К основным потребителям, нуждающимся в резервированном питании от агрегатов бесперебойного электропитания, следует отнести следующие элементы энергетической системы:

- автоматизированные рабочие места (АРМ);
- коммутаторы модели Cisco WS-C2960S-48T;
- преобразователи и сигнализация;
- дисковые затворы;
- цепи сбора дискретной информации;
- программно-технический комплекс (ПТК) САУ.

В соответствии с категорией потребителей (первая категория), их питания должно осуществляться от двух независимых источников, с возможностью автоматического и ручного переключения в случае нештатной ситуации или аварии. Подключения двух ИБП регламентирует необходимость обеспечения полного функционирования всего оборудования от одного источника, другими словами, при выходе из строя одного АБП. Также, необходимо учитывать перспективу подключения дополнительного электротехнического оборудования при будущем расширении ППУ-500 кВ. Следовательно, источники питания должен обладать заранее спроектированным резервом мощности.

Выбранные ИБП должны обладать достаточной мощностью, чтобы удовлетворить требования по снабжению потребителей первой категории и дальнейшему увеличению энергетических затрат.

В таблице 5 приведены основные технические характеристики, выдвигаем к проектированию источников бесперебойного питания модели «Benning Enertronic I 3-3 20» [19].

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИБП «Benning I 3-3 20»

Характеристика	Значение
Общие	
Номинальная мощность:	20 кВА
Выходная мощность ($\cos\varphi = 0,8$):	16 кВт
Класс защиты:	IP20
Подвод кабелей:	Снизу (сверху по запросу)
Вход	
Напряжение:	3-х фазный 400 В $\pm 15\%$
Частота:	50 Гц $\pm 5\%$ / 60 $\pm 5\%$
Коэффициент входной мощности:	$\geq 0,99$
Выход (режим инвертора)	
Напряжение:	380 В / 400 В / 415 В
Допустимое отклонение напряжения:	$\pm 1\%$
Допустимое отклонение частоты:	$\pm 0,1\%$
КПД:	До 94%
Режим перегрузки:	200% на 3 секунды; 150% на 60 секунд; 125% на 10 минут
Режим перегрузки («байпас»):	1000% на 100 мс; 150% на 10 минут.
Аккумуляторная батарея	
Номинальное напряжение:	110 В
Тип батареи:	Свинцово-кислотная; никель-кадмиевая; литий-ионная

Теперь, необходимо произвести расчёты коэффициента загрузки выбранного источника бесперебойного питания, беря во внимание коэффициент мощности системы из паспортных данных и расчетную мощность.

Расчетная мощность выбирается исходя из активной мощности электроприемников, питаемых от источника бесперебойного питания, а также, с учетом коэффициента использования ($K_{И}$) и коэффициента мощности ($\cos\varphi$) [15].

В таблице 6 приведены основные электроприемники, входящие в перечень потребителей агрегата бесперебойного питания (АБП 1). Данное оборудование аналогично и для АБП 2, по причине идентичности смонтированной аппаратуры и устройств. Следовательно, все будущие расчёты, можно свести к одной группе.

Таблица 6 – Основные приемники АБП 1

Наименование	Номинальная мощность, кВт	Категория приемника	Коэффициент мощности	Расчетная мощность, кВт	Коэффициент использования
АРМ	1,5	1	0,7	1,05	0,9
Коммутаторы	3,0	1	0,85	2,55	0,9
Преобразователи	3,0	1	0,8	2,40	0,9
Сигнализация	0,5	1	0,65	0,32	0,9
Дисковые затворы	2,5	1	0,8	2,00	0,9
Цепи сбора дискретной информации	1,0	1	0,9	0,90	0,9
ПТК	0,5	1	0,7	0,35	0,9
Группа розеток	1,0	2	0,95	0,95	0,9
Суммарные значения электроприемников	13,0	1	0,80	10,5	0,9

В связи с тем, что большинство электроприемников работают в длительном режиме, то коэффициент использования берется с повышенным значением, равным: $K_{\text{и}} \geq 0,9$.

Для коэффициента мощности берется усредненное значение по всем потребителям в узле агрегатов бесперебойного питания (АБП 1 и АБП 2), данное значение равняется: $\cos\varphi = 0,8$.

Номинальная мощность берется с закладываемым изначально проектом резервом в виде 5 кВт.

Согласно нормативной документации и принятым стандартам, значения коэффициента загрузки должны быть в диапазоне от 0,6 до 0,95% [15]. Принимая во внимание заложенный проектом резерв мощности, значение коэффициента загрузки должно быть минимально возможное.

Вычисления производятся по формуле (25):

$$K_3 = \frac{P_{\text{расч}}}{P_{\text{ном}}}, \quad (25)$$

$$K_3 = \frac{10,5}{15} = 70\%,$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность ИБП, с учетом необходимого резерва и коэффициента мощности, согласно паспортным данным, кВт;

$P_{\text{расч}}$ – расчетная активная мощность питаемых потребителей в системе бесперебойного питания, кВт.

Согласно формуле (21), коэффициент загрузки каждого АБП составляет 70%, что допустимо для эффективного снабжения потребителей, и перспективой для будущих подключений. Также это подтверждает, что в случае отключения или поломки одного из источников бесперебойного питания, оставшийся агрегат будет в состоянии обеспечить снабжение всех ответственных потребителей. Но в таком случае, остаётся открытым вопрос о времени функционирования питания от одного АБП, т.к. минимальное время работы, должно составлять минимум 30 минут.

3.2 Проверка выбранного оборудования

Проверка эффективности работы коммутационного оборудования и защитной аппаратуры, неизбежная, но важная составляющая по соблюдению условий работы источника бесперебойного питания. Прежде всего, приведенные в дальнейшем проверки нацелены на подтверждение автоматического срабатывания агрегатов бесперебойного питания в случае аварии, и наоборот, на предотвращение их ложного срабатывания, к примеру, от пусковых токов, обязательно возникающих в системе в начале работы электрооборудования.

3.2.1 Проверка срабатывания ИБП от пусковых токов

Эксплуатируемые на подстанции элементы источников питания, обеспечивающие снабжение потребителей, обладают высокими начальными значения пусковых токов. Максимальные значения токов в начальный момент времени, достигают показателей в 10 раз превышающих номинальные значения токов. По длительности, пусковые токи продолжаются от 0,8 до 1,2 мс. Следовательно, чтобы предотвратить ложное срабатывание системы ИБП при запуске оборудования, необходимо проверить перегрузочные способности выбранной аппаратуры.

Согласно таблице 5, ИБП модели «Venning I 3-3 20» имеет три степени перегрузки: на 125%, 150% и 200%, на время равное 10 минутам, 60-и и 3-м секундам, соответственно [19].

Прежде всего, рассчитаем номинальный тока источника бесперебойного питания по формуле (26):

$$I_n = S \cdot \frac{1,2}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (26)$$
$$I_n = 20000 \cdot \frac{1,2}{\sqrt{3} \cdot 400} = 34,7 \text{ А.}$$

Рассчитав номинальный ток ИБП, найдем значения максимально допустимого тока с учетом перегрузок по формуле (27):

$$I_{\text{макс}} = I_n \cdot K_{\text{перегр}}, \quad (27)$$
$$I_{\text{макс}125} = 34,7 \cdot 1,25 = 43,4 \text{ А,}$$
$$I_{\text{макс}150} = 34,7 \cdot 1,50 = 52,1 \text{ А,}$$
$$I_{\text{макс}200} = 34,7 \cdot 2,00 = 69,4 \text{ А.}$$

Для перегрузки в 125% в течение 10 минут: $I_{\text{макс}} = 43,4 \text{ А.}$

Для перегрузки в 150% в течение 1-й минуты: $I_{\text{макс}} = 52,1 \text{ А.}$

Для перегрузки в 200% в течение 3-х секунд: $I_{\text{макс}} = 69,4 \text{ А.}$

Отдельно, стоит выделить работу ИБП в режиме ограничения тока, характеризующейся значениями равными 2,33 от номинального тока, в течение 1 секунды. В данном режиме числа приводятся к среднеквадратичному значению ($\sqrt{2}$).

$$I_{\text{огр}} = 34,7 \cdot 1,65 = 57,3 \text{ А.}$$

По формуле (28), вычислим расчетное значение номинального тока, при работе источника бесперебойного питания через «байпас» (в режиме «байпас»). При функционировании через «байпас», присутствует неравномерность фаз и условий загрузки.

$$I_{n \text{ бп}} = P_{\text{ном}} \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}, \quad (28)$$

$$I_{n \text{ бп}} = 16000 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 30,4 \text{ А.}$$

Согласно таблице 5, ИБП модели «Venning I 3-3 20» в режиме «байпас» имеет две степени перегрузки: на 1000%, и 150%, на время равное 100 мс и 10 минутам, соответственно [19].

Рассчитав номинальный ток ИБП в режиме «байпас», найдем значения максимально допустимого тока с учетом перегрузок по формуле (27):

$$I_{\text{макс бп 1000}} = 30,4 \cdot 10,0 = 304,0 \text{ А,}$$

$$I_{\text{макс бп 150}} = 30,4 \cdot 1,50 = 45,6 \text{ А.}$$

Для перегрузки в 1000% в течение 100 мс: $I_{\text{макс}} = 304,0 \text{ А.}$

Для перегрузки в 150% в течение 10 минут: $I_{\text{макс}} = 45,6 \text{ А.}$

Согласно техническим данным по потребителям, суммарное значение пускового тока на низкой стороне 0,4 кВ, составляет 161 А в течение от 0,8 до 1,2 мс.

Исходя из вышеизложенной информации, и рассчитанных параметров ИБП: в режиме «байпас», значения токов и времени соответствуют техническим требованиям одновременного запуска всех потребителей, подсоединенных к каждому АБП. Но в обычном режиме, одновременный пуск не желателен, т.к. может вызвать проблемы в работе оборудования. Следовательно, во избежание этого, требуется последовательный запуск потребителей.

3.2.2 Проверка аппаратов защиты

Главным элементом защиты, являются коммутирующие устройства. Автоматические выключатели, проектируемые для отходящих от ИБП линий, должны обеспечивать надежное и быстрое переключение [4].

Так как коммутация в автоматическом режиме должна осуществляться максимально быстро, во избежание перерыва электроснабжения ответственных потребителей, и при этом, выдерживать пагубное влияние токов переходных процессов, то при выборе оборудования, следует проверить его на соответствие требованиям электробезопасности.

Перечислим основные требования:

- проверка отключающей способности;
- проверка номинального тока;
- проверка уставок срабатывания [9].

Основополагающим фактором выбора элементов коммутационной защиты, является проверка отключающей способности. Данная характеристика должна быть выше, чем максимальное значение трехфазного тока КЗ, по формуле (29), наблюдаемого на данном участке системы [9]:

$$I_{\text{откл}} > I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (29)$$

где $I_{\text{откл}}$ – отключающая способность выключателя, кА;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ рядом с выключателем, кА.

Следующим фактором, является проверка по номинальному току. Его значение должно быть больше чем ток нагрузки, определяемый по формуле (30), но в тоже время, ниже токопроводящей способности проводника определяемой по формуле (31) [9]:

$$I_{\text{ном авт}} > I_{\text{расч}} \cdot K_3, \quad (30)$$

$$I_{\text{ном авт}} \cdot K_{\text{разб}} < I_{\text{доп.каб}}, \quad (31)$$

где $I_{\text{ном авт}}$ – номинальный ток выключателя, А;

$I_{\text{расч}}$ – расчетный ток нагрузки, А;

$I_{\text{доп.каб}}$ – длительно допустимый ток кабеля, А;

K_3 – коэффициент запаса (принимается в 1,2);

$K_{\text{разб}}$ – коэффициент разброса (принимается 1,13) [2].

Также, следует проверить уставку срабатывания автоматических выключателей от пусковых токов электроприемников (161 А). Согласно техническим нормативам [9], значение уставки срабатывания должно быть выше, чем начальные токи, по формуле (32):

$$I_{\text{уст}} > 1,05 \cdot K_{\text{разб}} \cdot K_3 \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (32)$$

где $I_{\text{пуск}}$ – пусковые токи электроприемников, А;

$I_{\text{уст}}$ – уставка срабатывания выключателя, А.

Проектируемые к эксплуатации автоматические выключатели должны быть в состоянии отключить самые опасные токи K_3 , а именно, ударные трехфазные токи. Наиболее опасные значения наблюдаются для ЩСН-0,4, панели АВР и РШ, и они составляют следующие характеристики: 14,5 кА, 12,8 кА и 10,9 кА.

- 14,5 кА для щита собственных нужд;
- 12,8 кА для автоматического ввода резерва;

– 10,9 кА для распределительного щита (секции).

Выбираемый аппарат защиты должен иметь отключающую способность не ниже 15 кА. В соответствии с тем, что ударный трехфазный ток для ЩСН-0,4, практически приближен к данному значению, и беря во внимание эксплуатационный износ, технические и заводские неточности, и необходимость сохранения резерва мощности для нового оборудования в будущем, допускается использовать автоматические выключатели с заведомо повышенной отключающей характеристикой. Опираясь на вышесказанное, к дальнейшему проектированию выбираются автоматические выключатели с отключающей способностью равной 25 кА.

Рассмотрим пример проверки автоматического выключателя (QF1 АБП1) по приведенным выше факторам. Предварительно выбираем автоматические трехполюсные выключатели модели NSX 100F [13] и модульные автоматические выключатели iC60N компании «Schneider Electric» [14]. Основные технические характеристики автоматических выключателей приведены в таблицах 7 и 8, соответственно.

Таблица 7 – Основные технические характеристики выключателя NSX 100F

Характеристика	Значение
Номинальный ток, А:	100
Номинальное напряжение, В:	230 – 415
Отключающая способность, кА:	25
Уставка срабатывания, А:	720

Таблица 8 – Основные технические характеристики выключателя iC60N

Характеристика	Значение
Номинальный ток, А:	63
Номинальное напряжение, В:	389 – 415
Отключающая способность, кА:	20
Уставка срабатывания, А:	630

Выключатели типа NSX устанавливаются в качестве вводных автоматов в шкафах СГП, а модели iC60N для защиты цепей от КЗ и перегрузок.

Осуществим проверку выбранных выключателей. Расчёты приведены в таблице 9 для NSX 100F и таблице 10 для iC60N.

Таблица 9 – Проверка выключателя NSX 100F

Условие	Значение выключателя	Значение электроприемников
$I_{откл} > I_{кз}^{(3)}$	$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{кз}^{(3)} = 14,5 \text{ кА}$
$I_{ном авт} > I_{расч} \cdot K_3,$	$I_{ном авт} = 100 \text{ А}$	$I_{расч} \cdot K_3 = 41,6 \text{ А}$
$I_{уст} > 1,05 \cdot K_{разб} \cdot K_3 \cdot I_{пуск},$	$I_{уст} = 730 \text{ А}$	$1,43 \cdot I_{пуск} = 230 \text{ А}$

Таблица 10 – Проверка выключателя iC60N

Условие	Значение выключателя	Значение электроприемников
$I_{откл} > I_{кз}^{(3)}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз}^{(3)} = 14,5 \text{ кА}$
$I_{ном авт} > I_{расч} \cdot K_3,$	$I_{ном авт} = 63 \text{ А}$	$I_{расч} \cdot K_3 = 41,6 \text{ А}$
$I_{уст} > 1,05 \cdot K_{разб} \cdot K_3 \cdot I_{пуск},$	$I_{уст} = 630 \text{ А}$	$1,43 \cdot I_{пуск} = 230 \text{ А}$

Оперируя таблицами 9 и 10, выбранные к защите автоматические выключатели успешно проходят условия проверки, обеспечивают несрабатывание коммутационной аппаратуры от пусковых токов источника бесперебойного питания, и в состоянии эффективно защитить оборудование от самых опасных токов короткого замыкания. Также, они обладают достаточным резервом, как и комплекты ИБП, для возможного подключения дополнительной нагрузки в будущем, что упрощает дальнейшие процессы по модернизации ППУ-500 кВ.

3.2.3 Условия проверки выбранной кабельной продукции

Выбор кабельной продукции производится для питающих линий ИБП, и для отходящих от электроприемников. Выбор первых производится в соответствии с номинальной мощностью ИБП «Benning I 3-3 20», равной 20 кВА. А для вторых, рассматривается расчетная мощность нагрузки, суммарная мощность которой, 16 кВт.

Проектируемый к установке кабель должен проходить несколько условий проверки. Прежде всего, длительно допустимый ток ВВГ(А)нг-LS

выбранного сечения, должен быть больше, чем уставка срабатывания автоматического выключателя по перегрузке [10]. Условие данной проверки приведено с использованием формулы (33):

$$I_{\text{доп кб}} > I_{\text{пр}} \quad (33)$$

Длительно допустимый ток кабеля должен быть больше, чем расчетный ток нагрузки [10]. Условие данной проверки приведено с использованием формулы (34):

$$I_{\text{доп кб}} > I_{\text{р}} \quad (34)$$

Выбранное сечение кабеля должно соответствовать требованиям по термической стойкости [10]. Условие данной проверки приведено с использованием формулы (35):

$$I_{\text{терм}} > I_{\text{по}} \quad (35)$$

где $I_{\text{по}}$ – значение трехфазного тока КЗ для цепи, кА [10].

Выбранное сечение кабеля должно соответствовать требованиям по невозгоранию [10]. Используем формулу (36):

$$Q_{\text{пр}} > Q_{\text{к}} \quad (36)$$

где $Q_{\text{к}}$ – конечная температура проводника при КЗ [26].

Предварительно выбираем кабель марки ВВГ(А)нг-LS. Производим пример проверки для линии АБП-102. В таблице 11 приведены необходимые технические параметры кабельной линии [7].

Таблица 11 – Технические параметры кабельной линии АБП-102

Параметр	Значение
Линия:	АБП-102
Начало линии:	ЩСН-0,4
Конец линии:	АВР ввод 1
Тип кабеля:	ВВГ(А)нг-LS 5x70
Количество жил:	5
Сечение кабеля $S_{кб}, \text{мм}^2$	70
Длительно допустимый ток $I_{доп кб}, \text{А}$:	213

Выпишем параметры выключателя, подключенного к линии АБП-102:

- расчетный ток $I_p = 82,7 \text{ А}$;
- уставка защиты от перегрузки $I_{пр} = 180 \text{ А}$.

Произведем проверку по первым двум условиям (формулы 33 и 34):

$$I_{доп кб} = 213 \text{ А} > I_{пр} = 180 \text{ А},$$

$$I_{доп кб} = 213 \text{ А} > I_p = 82,7 \text{ А}.$$

По начальным условиям проверки кабельной продукции по длительно допустимому току на линии АБП-102, кабель ВВГ(А)нг-LS 5x70 соответствует требованиям [7]. Проведем проверки по термической стойкости и невозгоранию. Кабельный журнал приведен в Приложение В.

3.2.4 Проверка кабеля по условию термической стойкости

Расчеты производятся с учетом того, что место короткого замыкания совпадает с точкой К2, и следовательно, с величинами сопротивления и тока из Приложения Б.

По формуле (37) вычисляем значение постоянной времени затухания аperiodической составляющей [10] тока КЗ в точке К2:

$$T_a = \frac{X_1}{w_c \cdot R_1}, \quad (37)$$

$$T_a = \frac{22,7}{314 \cdot 24,3} = 0,003,$$

где X_1 – индуктивное сопротивление цепи из Приложения Б, мОм;

R_1 – активное сопротивление цепи из Приложения Б, мОм;

ω_c – синхронная угловая частота (314 рад/с) [10].

Следующим этапом, найдем значение термического тока в цепи с автоматическим выключателем NSX и кабелем ВВГ(А)нг-LS 5x70 по формуле (38):

$$I_{\text{терм}} = S \cdot C_m / \sqrt{(t_{\text{откл}} + T_a)}, \quad (38)$$
$$I_{\text{терм}} = 70 \cdot \frac{140}{\sqrt{(0,4+0,003)}} = 15,3 \text{ кА},$$

где S – выбранное сечение кабеля;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения выключателя (0,4 с) [13];

T_a – значение постоянной времени цепи короткого замыкания (0,003 с);

C_m – коэффициент равный 140 А · с/мм² при напряжении равном 0,4 кВ для кабелей с медными жилами (ГОСТ 52736-2007) [10].

Проведем сравнение:

$$I_{\text{терм}} > I_{\text{по}},$$
$$15,3 \text{ кА} > 6,94 \text{ кА}.$$

Условия проверки кабеля по термической стойкости соблюдаются.

3.2.5 Проверка кабеля по условию невозгорания

Для соблюдения условия невозгорания кабеля ВВГ(А)нг-LS 5x70 для линии АБП-102, необходимо определить интеграл Джоуля [26] используя значение постоянной времени цепи. Вычисления интеграла проводим по формуле (39):

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (39)$$

$$B_k = 6,94^2 \cdot (0,4 + 0,003) = 19,4.$$

Следующим этапом, определяем значение температуры жилы кабеля в точке К2, до начала предполагаемого короткого замыкания, используя формулу (40):

$$Q_n = Q_0 + (Q_{\text{дд}} - Q_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{норм.расч}}}{I_{\text{длит.доп}}} \right)^2, \quad (40)$$

$$Q_n = 10 + (80 - 5) \cdot \left(\frac{82,7}{213} \right)^2 = 56,7 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где Q_0 – температура окружающей среды во время КЗ (10°C);

$Q_{\text{дд}}$ – длительно допустимая температура жилы (80°C);

$Q_{\text{окр}}$ – значение расчетной температуры окружающей среды (5°C) [26].

Вычислив значение номинальной температуры жилы, определим температуру кабеля после возникновения короткого замыкания, используя формулу (41):

$$Q_k = Q_n \cdot \exp(K) + a \cdot (\exp(K) - 1), \quad (41)$$

$$Q_k = 56,7 \cdot \exp(0,144) + 228 \cdot (\exp(0,144) - 1) = 99,4 \text{ } ^\circ\text{C},$$

Где a – величина обратная коэффициенту электрического сопротивления при температуре в 0°C , и равная значению 228,0;

k – коэффициент определяемый как: $k = \frac{b \cdot B_k}{S^2} = 0,144$;

b – постоянная характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, для выбранной кабеля ВВГ(А)нг-LS 5x70 с медной жилой, этот показатель равен 36,5 [26].

В соответствии с техническими нормативами, предельно допустимая температура нагрева для кабелей, содержащих поливинилхлоридную изоляцию, рассчитанную на напряжение 0,4 кВ, составляет 160 °С. Условие по невозгоранию для кабеля ВВГ(А)нг-LS, в соответствии с формулой (36), следующие:

$$Q_{\text{пр}} > Q_{\text{к}},$$
$$160 \text{ °С} > 99,4 \text{ °С}.$$

Следовательно, условия по невозгоранию кабеля ВВГ(А)нг-LS 5x70 соблюдаются. Аналогичным методом производим выбор и проверку всех кабельных линий в системе СГП ППУ-500 кВ, соблюдая значения токов КЗ в соответствии с точками К1-К7 (Приложение Б) и паспортными данными выключателей и кабелей.

Все произведённые вычисления сведены в кабельный журнал, представленный в Приложение В. Также, в связи с тем, что обе секции идентичны, то значения для 2-й секции РШ будут аналогичны рассчитанным для 1-й секции, и, следовательно, не требуется осуществлять новые вычисления.

3.3 Расчеты СОПТ–СГП

3.3.1 Общие данные СОПТ

Следующим этапом проектирования, следует выбрать кабельную продукцию для линий, соединяющих систему оперативного постоянного тока (СОПТ) с системой гарантированного питания. Предварительно, выбираем свинцово-кислотные батареи закрытого типа, марки GroE, модели 8-GroE-200 [24]. В таблице 12, представлении технические характеристики выбранной системы оперативного питания постоянным током.

Таблица 12 – Технические характеристики батареи 8-GroE-200.

Параметр	Значение
Номинальная емкость $C_{ном}$, Ач:	200
Тип исполнения:	Жидкий электролит
Максимальный вес, кг:	32,1
Расчётная ЭДС, В:	1,80 – 2,00

Также, выпишем исходные параметры всей системы оперативного постоянного тока, и нагрузки, необходимой для дальнейшего выбора кабельной продукции. Характеристики АБ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристика АБ СОПТ ППУ-500 кВ

Параметр	Значение
Количество элементов:	104
Сопротивление элемента R, мОм:	0,475
Внутреннее сопротивление R, мОм:	51,87

Расчеты производятся исходя из условия, что один из источников бесперебойного питания выйдет из строя в результате аварии или нештатной ситуации, и снабжение ответственных потребителей будет производиться через только одну систему СОПТ. Следовательно, проектируемые батареи каждого источника, должны обеспечивать снабжение нагрузки в полном объеме.

3.3.2 Расчет токов короткого замыкания СОПТ

Методика расчетов токов КЗ приводится в стандарте СТО «РусГидро» 02.02.105-2013 [17]. Необходимо определить значение тока металлического короткого замыкания в цепи, при питании от полностью заряженной аккумуляторной батареи. Для этого, применяем формулу (42):

$$I_{к.м.} = \frac{E_{расч} \cdot n \cdot 10^3}{R_{сумм}}, \quad (42)$$

где $E_{расч}$ – расчётная ЭДС одного элемента в АБ, В;

n – количество элементов АБ;

$R_{\text{сумм}}$ – суммарное сопротивление цепи КЗ, мОм [17].

Суммарное сопротивление вычисляется по формуле (43):

$$R_{\text{сумм}} = R_{\text{ш}} + R_{\text{каб}} + R_{\text{апп}} + R_{\text{п.к.}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{АБ}}, \quad (43)$$

где $R_{\text{ш}}$ – активное сопротивление шин, мОм;

$R_{\text{каб}}$ – сопротивление кабеля, мОм;

$R_{\text{апп}}$ – сопротивление коммутационных аппаратов, мОм;

$R_{\text{п.к.}}$ – сопротивление контактов, мОм;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, мОм;

$R_{\text{АБ}}$ – внутренние сопротивление АБ, мОм [17].

Сопротивление коммутационных аппаратов, берется из паспортных данных производителей. Сопротивление контактов усредняется до значения 1 мОм. Внутреннее сопротивление АБ, вычисляется исходя сопротивления одного элемента и количества элементов (равно 51,87 мОм). Сопротивления шинопровода, кабеля и проводов, находятся по упрощенному методу, с использованием формулы (44):

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \cdot 10^3, \quad (44)$$

где ρ – удельное сопротивление, Ом · мм²/м;

S – сечение, мм²;

l – длина, м [17].

По проекту, предусматривается установка кабелей марки ВВГнг, следовательно, удельное сопротивление выбирается исходя из медных жил, и равняется 0,0172 Ом · мм²/м. Для проводов, выбираются алюминиевые жилы с удельным сопротивлением, равным 0,0283 Ом · мм²/м.

Следующим этапом вычисляются средние амплитудные и средние среднеквадратичные значения токов дугового КЗ, по формулам (45) и (46):

$$I_{к.м.а.} = I_{к.м.} \cdot K_{д.а.}, \quad (45)$$

$$I_{к.м.ср.} = I_{к.м.} \cdot K_{д.ср.}, \quad (46)$$

где $K_{д.а.}$ – амплитудный дуговой коэффициент;

$K_{д.ср.}$ – среднеквадратичный дуговой коэффициент [17].

Так как, суммарное значение сопротивления цепи не выходит за пределы диапазона в 25 – 600 мОм, то допускается использовать графические зависимости для нахождения дуговых коэффициентов [17]. Тогда, значения упрощаются, и составляют следующие диапазоны:

$$K_{д.а.} = (0,61 \dots 0,64),$$

$$K_{д.ср.} = (0,50 \dots 0,51).$$

Произведем пример расчетов для АБП 1.

Найдем сопротивление кабеля и провода по формуле (44), а суммарное сопротивление по формуле (43):

$$R_{каб} = 0,0172 \cdot \frac{50}{50} \cdot 10^3 = 17,2 \text{ мОм},$$

$$R_{пр} = 0,0283 \cdot \frac{50}{50} \cdot 10^3 = 28,3 \text{ мОм},$$

$$R_{ш} = 3,0 \text{ мОм},$$

$$R_{ап} = 7,0 \text{ мОм},$$

$$R_{сумм} = 3,0 + 17,2 + 7,0 + 1,0 + 28,3 + 51,9 = 108,4 \text{ мОм}.$$

Значение тока металлического короткого замыкания вычисляется по формуле (42):

$$I_{к.м.} = \frac{2 \cdot 104 \cdot 10^3}{108,4} = 1918,82 \text{ А.}$$

Используя дуговые коэффициенты, вычислим средние амплитудные и среднеквадратичные значения токов, которые находятся по формулам (45) и (46):

$$I_{к.м.а.} = 1918,82 \cdot 0,64 = 1228,05 \text{ А,}$$

$$I_{к.м.ср.} = 1918,82 \cdot 0,51 = 978,60 \text{ А.}$$

Все значения токов КЗ приведены в Приложение Г.

3.3.3 Проверка кабельной продукции

В соответствии с вышестоящим разделом, предварительному выбору были подвергнуты кабели марки ВВГ(А)нг-LS, сечениями в 70 и 50 мм². Требуется выполнить проверку кабельной продукции по длительно допустимому току, по термической стойкости и невозгоранию для агрегатов бесперебойного питания, по аналогии с разделами 3.2.4 и 3.2.5.

Выбор сечения производим по формуле (47):

$$I_{д.д.} \geq \frac{I_{расч}}{n_{пров} \cdot kt}, \quad (47)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток длительной нагрузки;

$n_{пров}$ – количество проводников в одном полюсе;

kt – поправочный коэффициент, связывающий температуру окружающей среды, принимается равный 1,0.

К примеру, для кабеля ВВГ(А) нг-LS сечением 70 мм², значение $I_{расч}$ должно быть ниже 180 А, при напряжении в 380 В (0,4 кВ) [7]:

$$180 \text{ А} \geq 115,6 \text{ А.}$$

Следовательно, кабель ВВГ(А) нг-LS успешно проходит проверку по длительно допустимому току. Проверки по термической стойкости и невозгоранию производится по аналогичному с разделами 3.2.4 и 3.2.5 методом. Подробное описание расчетов в системе СОПТ допускается упростить. Результаты всех проверок кабельной продукции занесены в Приложение Г.

3.4 Проверка емкости СОПТ

3.4.1 Общие данные

Для проверки эффективности аккумуляторных батарей по имеющейся емкости, производим расчеты с учетом аварийного режима работы, когда одна из систем АБП будет выведена из эксплуатации, и питания будет производиться от одного источника. Прежде всего, рассмотрим два типа нагрузки, характерной для работы АБ на постоянном токе:

- постоянная нагрузка электросети, характеризуемая номинальным током, потребляемым во время работы АБ;
- толчковая нагрузка, характеризуемая переходными процессами, при переключении питания нагрузки от основного источника питания на резервные батареи, и как правило, не превышающая 5 секунд.

К первому типу, следует отнести работу автоматики, релейной защиты, цепей коммутации и прочие оборудование. А ко второму, срабатывание электромагнитов выключателей ОРУ 500 кВ. Согласно проекту, на подстанции используются выключатели модели «GL317» [20] в количестве семи единиц (по два электромагнита на каждый выключатель). Потребляемый ток электромагнитов составляет 1,6 А, при постоянной нагрузке, и 4,8 А, при толчковой [20]. Следовательно, суммарный потребляемый постоянный ток, равняется 22,4 и 67,2 А, соответственно.

Также, принимаем следующие значения:

- мощность шкафов защиты равна 60 Вт;

– максимальная нагрузка одного шкафа АБП с учетом инвертора ($\cos\varphi = 0,92$) [19], равняется 18,4 кВт и 89,0 А.

3.4.2 Проверка выбранной емкости АБ

Прежде всего, рассмотрим необходимые минимальные параметры, обеспечивающие срабатывания коммутационных аппаратов. Минимальное напряжение для электромагнитов во время переходных процессов, должно составлять значение 154 В и выше. Для работы терминалов релейной защиты и автоматики, 176 В и выше. Минимальное напряжение на вводе АБ, должно составлять 185 В и выше. Следовательно, необходимо определить минимально возможное напряжение АБ, с учетом работы только одного шкафа СГП, и падения напряжения на кабельной линии.

В соответствии с СТО «РусГидро» 02.02.105-2013 [17], минимальное напряжение одного элемента АБ должно составлять значение в 1,80 В. Предварительно выбранные компоненты 8-GroE-200, обладают напряжением в диапазоне от 1,80 до 2,00 В, что соответствует требованиям. Для расчетов возьмем усредненное значение равное 1,90 В. Тогда, напряжение одного АБ, обладающего 104-я компонентами, будет равняться 197,6 В.

По формуле (48), рассчитаем значение напряжения одного источника постоянного тока, после 30-и минутного разряда [3]:

$$\begin{aligned} U_{\text{ш.мин}} &= E_{\text{расч}} \cdot n - R_{\text{АБ}} \cdot (I_{\text{расч}} + I_{\text{ЭМВ}}) - R_{\text{каб}} \cdot (I_{\text{расч}} + I_{\text{ЭМВ}}), & (48) \\ U_{\text{ш.мин}} &= E_{\text{расч}} \cdot n - R_{\text{АБ}} \cdot (I_{\text{расч}} + I_{\text{ЭМВ}}) - R_{\text{каб}} \cdot (I_{\text{расч}} + I_{\text{ЭМВ}}) = \\ &= 1,90 \cdot 104 - 56,5 \cdot 10^{-3} \cdot (178,6) - 14,7 \cdot 10^{-3} \cdot (178,6) = \\ &= 197,6 - 10,1 - 2,63 = 184,9 \text{ В}, \end{aligned}$$

где $E_{\text{расч}}$ – расчетная ЭДС одного элемента, В;

n – количество элементов;

$R_{\text{АБ}}$ – внутреннее сопротивление АБ, мОм;

$R_{\text{каб}}$ – сопротивление кабеля, мОм;

$I_{\text{расч}}$ – постоянная нагрузка шкафа АБП, А;

$I_{\text{ЭМВ}}$ – нагрузка электромагнитных выключателей, А [17].

Проведем проверку соответствия напряжения при постоянной нагрузке и толчковой нагрузке по формулам (49) и (50):

$$U_{\text{В}} = U_{\text{ш}} - U_{\Delta\text{шАБ}}, \quad (49)$$

$$U_{\text{В.МИН}} = U_{\text{ш.МИН}} - \Delta U_{\text{шАБ}}, \quad (50)$$

$$U_{\text{В}} = 197,6 - 2,83 = 194,8 \text{ В},$$

$$U_{\text{В.МИН}} = 184,9 - 2,83 = 182,1 \text{ В},$$

где $U_{\text{ш}}$ – напряжение источника, В;

$U_{\text{ш.МИН}}$ – напряжение источника после 30-и минутного разряда, В;

$\Delta U_{\text{шАБ}}$ – потери напряжения в системе АБП, В.

Следовательно, напряжения на пластине не проходит проверку. Требуется повысить напряжение на одной пластине минимум до значений в 1,93 В и выше. Тогда, значение $U_{\text{ш.МИН}}$ равно 188,0 В. Проведем новую проверку по формулам (49) и (50):

$$U_{\text{В}} = 200,7 - 2,83 = 197,9 \text{ В},$$

$$U_{\text{В.МИН}} = 188,0 - 2,83 = 185,2 \text{ В}.$$

Оперируя произведенной проверкой, значение напряжения на одном элементе равное в 1,93 В и выше, соответствует требованиям по минимальному напряжению аккумуляторной батареи.

Следующим этапом, рассчитываем получаемое напряжение на электромагнитах с использованием формулы (51):

$$U_{\text{ЭВМ}} = U_{\text{ш.МИН}} - \sum \Delta U_{\text{каб}}, \quad (51)$$

где $U_{\text{ш.МИН}}$ – напряжение источника после 30-и минутного разряда, В;

$\sum \Delta U_{\text{каб}}$ – сумма потерь напряжений на участках ЩПТ-ШОТ220 (щит постоянного тока – шкаф оперативного тока), ШОТ220-АУВ ВЛ220 (шкаф оперативного тока – автоматика управления выключателями воздушной линии 220), и АУВ ВЛ220-ЭМО (автоматика управления выключателями воздушной линии 220 - электромагниты), В.

Известны следующие технические характеристики оборудованных в системе кабелей:

- линия ЩПТ-ШОТ220, оборудована кабелем ВВГ(А)нг-LS, длиной в 225 метров, сечением в 70 мм^2 , и сопротивлением в 110 мОм;
- линия ШОТ220-АУВ ВЛ220, оборудована кабелем ВВГ(А)нг-LS, длиной в 35 метров, сечением в $2,5 \text{ мм}^2$, и сопротивлением в 412 мОм;
- линия АУВ ВЛ220-ЭМО, оборудована кабелем ВВГ(А)нг-LS, длиной в 400 метров, сечением в $2,5 \text{ мм}^2$, и сопротивлением в 5504 мОм.

Найдем значения потерь напряжения по формулам (52), (53) и (54):

$$\Delta U_{\text{ЩПТ-ШОТ220}} = R_{\text{ЩПТ-ШОТ220}} \cdot I_{\text{расч}}, \quad (52)$$

$$\Delta U_{\text{ЩПТ-ШОТ220}} = 110 \cdot 10^{-3} \cdot 41,5 = 4,57 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\text{ШОТ220-АУВ}} = R_{\text{ШОТ220-АУВ}} \cdot I_{\text{ЭМВ}}, \quad (53)$$

$$\Delta U_{\text{ШОТ220-АУВ}} = 412 \cdot 10^{-3} \cdot 1,6 = 0,66 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\text{АУВ-ЭМО}} = R_{\text{АУВ-ЭМО}} \cdot I_{\text{ЭМВ}}, \quad (54)$$

$$\Delta U_{\text{АУВ-ЭМО}} = 5504 \cdot 10^{-3} \cdot 1,6 = 8,81 \text{ В},$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчётный ток нагрузки, равный 41,5 А;

$I_{\text{ЭМВ}}$ – ток одного электромагнита, равный 1,6 А.

Следовательно, получаемое напряжение на электромагнитах равно:

$$U_{\text{ЭВМ}} = 188,0 - (4,57 + 0,66 + 8,81) = 173,9 \text{ В}.$$

Что соответствует условию для электромагнитов.

Проведем проверку пластин АБ по разрядному току, и напряжению.

Также, согласно паспортным данным аккумуляторных батарей 8-GroE-200, значение тока разряда составляет 112 А [24].

Тогда, толчковый ток находится по формуле (55):

$$I_{\text{толч}} = I_{\text{разр}} + I_{\text{толч.эмо}}, \quad (55)$$

$$I_{\text{толч}} = 112,0 + 67,2 = 179,2 \text{ А},$$

где $I_{\text{разр}}$ – ток разряда АБ, А;

$I_{\text{толч.эмо}}$ – толчковый ток электромагнитов, А.

Найдем распределяемый ток по пластинам. Для этого, рассмотрим АБ в виде отдельных элементов. В соответствии с обозначением 8-GroE-200, количество пластин, равно восьми. Используем формулы (56) и (57):

$$I_{\text{пласт}} = I_{\text{разр}}/n_{\text{пласт}}, \quad (56)$$

$$I_{\text{пласт}} = 112,0/8 = 14,0 \text{ А},$$

$$I_{\text{пласт.толч}} = I_{\text{толч}}/n_{\text{пласт}}, \quad (57)$$

$$I_{\text{пласт.толч}} = 179,2/8 = 22,4 \text{ А},$$

где $n_{\text{пласт}}$ – количество пластин АБ, равное 8 единицам.

Так как, в аккумуляторной батарее 8-GroE-200 сконструировано восемь пластин, проведем их отдельную проверку. На рисунке 9, приведена номограмма разрядных характеристик пластины GroE-25 для проверки напряжения. Значение падения толчкового напряжения, не должно опуститься ниже значения в 1,83 В. Первым этапом, проведем кривую от значения в 14,0 А, характеризующую ток пластины. В месте пересечения кривой с линией 30-и минутного разряда (обозначена желтым цветом), поставим точку 1. Проведем аналогичную кривую с значением в 22,4 А, характеризующей

толчковый ток пластины. От точки 1, приведем перпендикуляр вниз, и соединим с кривой толчкового тока. Получаем точку 2, от которой проведем прямую в сторону шкалы напряжения. Значения напряжения на пластине, в момент толчка, составит 1,87 В, что выше значения в 1,83 В. Следовательно проверка пластины GroE-25 успешна.

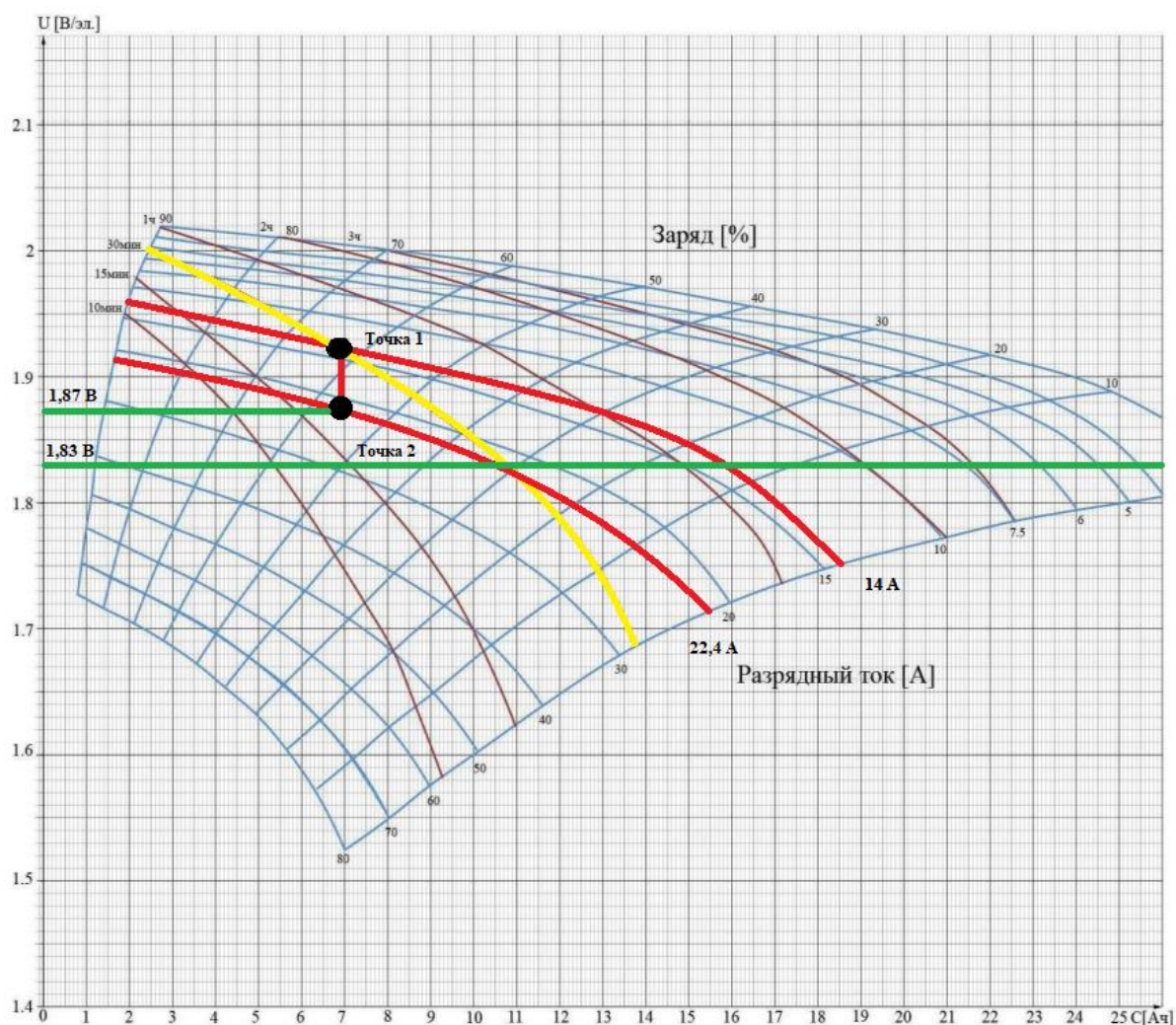


Рисунок 9 – Номограмма разрядных характеристик пластины GroE-25 для проверки напряжения

Примем к дальнейшим расчётам, что значение зарядки АБ, после 30-й работы, будет уменьшено в два раза. Вычислим емкость по формуле (58):

$$C_{\text{АБ,разр}} = I_{\text{разр}} \cdot t_{\text{разр}}, \quad (58)$$

$$C_{\text{АБ,разр}} = 112 \cdot 0,5 = 56,0 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

где $t_{\text{разр}}$ – время разрядки АБ, ч.

Емкость с толчком в течение одной минуты находится по формуле (59):

$$C_{\text{АБ,разр.толч}} = C_{\text{АБ,разр}} + (I_{\text{толч}}/t_{\text{толч}}), \quad (59)$$

$$C_{\text{АБ,разр.толч}} = 56,0 + \left(\frac{179,2}{60}\right) = 59,0 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

где $t_{\text{толч}}$ – время толчка, с.

Определяем значение времени и выдаваемой мощности одного АБ, до перехода границы напряжения в 1,83 В. Вычислим емкостную составляющую одной пластины по формулам (60) и (61):

$$C_{\text{пласт}} = C_{\text{АБ,разр}}/n_{\text{пласт}}, \quad (60)$$

$$C_{\text{пласт}} = \frac{56,0}{8} = 7,0 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

$$C_{\text{пласт.толч}} = C_{\text{АБ,разр.толч}}/n_{\text{пласт}}, \quad (61)$$

$$C_{\text{пласт}} = \frac{59,0}{8} = 7,4 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

где $n_{\text{пласт}}$ – количество пластин АБ, равное 8 единицам.

Проведем проверку емкости пластин GroE-25. На рисунке 10, изображена номограмма с готовыми линиями. Аналогично с прошлым рисунком, были проведены кривые, характеризующие разрядные токи в 14,0 и 22,4 А. Точка 1, изображает пересечение первой кривой с 30-и минутным разрядом. Точка 2, перпендикуляр вниз, от точки 1 до второй кривой. Далее, была проведена перпендикулярная линия вверх, от значения емкости в 7,4 А · ч, до линий разрядных токов. В обратную сторону была проведена линия до

точки 3, характеризующей пересечение линии кривой с граничным напряжением в 1,83 В. Перпендикуляр вниз, показывает значение емкости на одной пластине, в момент перехода через граничное напряжение.

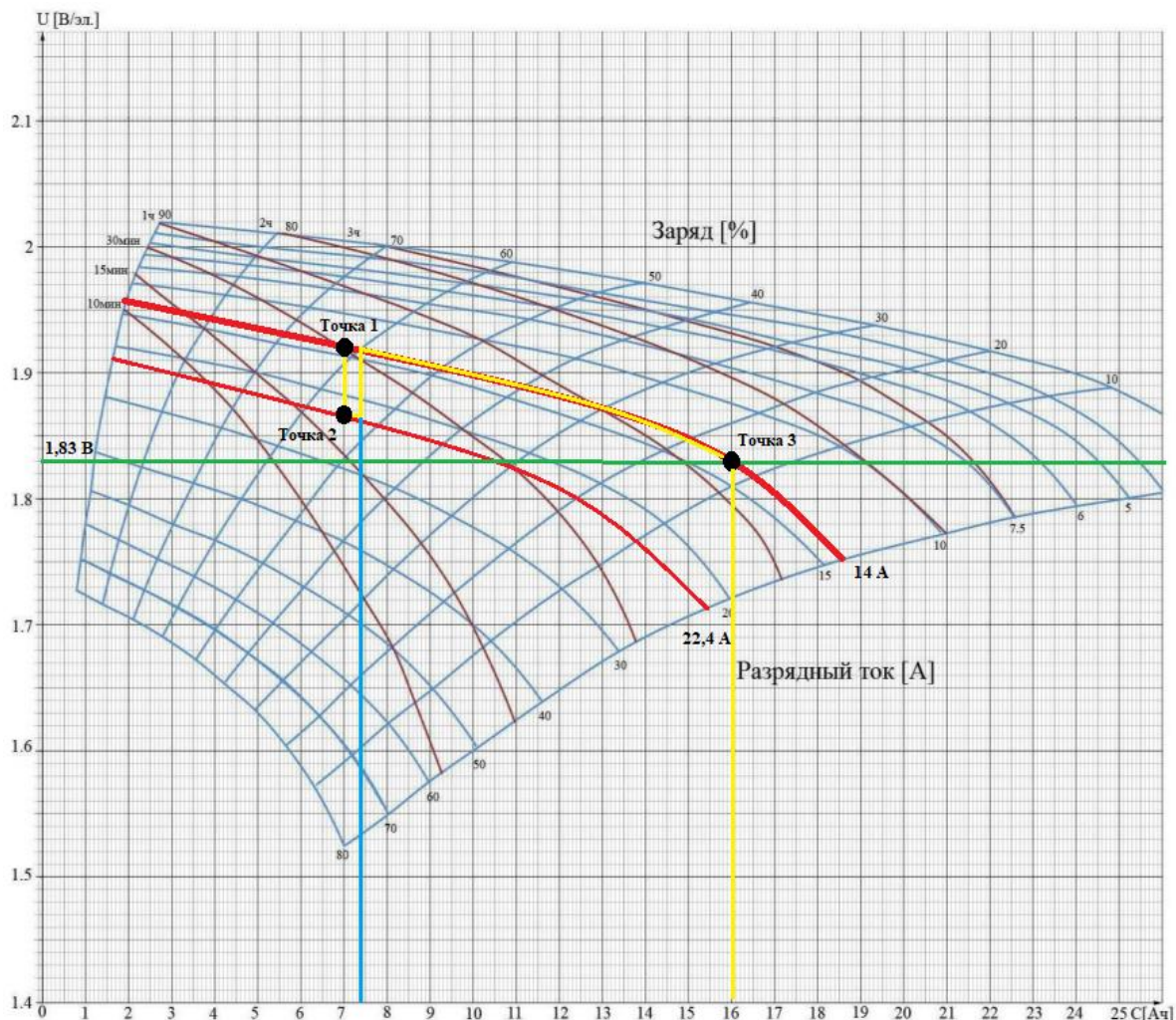


Рисунок 10 – Номограмма разрядных характеристик пластины GroE-25 для проверки емкости

В итоге, значение емкости одной пластины составляет $16\text{ А} \cdot \text{ч}$, а для всей батареи 8-GroE-200, это число равняется $128\text{ А} \cdot \text{ч}$. Время работы одного АБ, составляет больше часа (приблизительно, 1,1 часа).

Выводы по третьему разделу. Была осуществлена комплексная проверка проектируемого оборудования и аппаратов защиты в систему СГП ППУ-500. К основным пунктам проверка относится:

- расчет мощности и загруженности ИБП модели «Benning I 3-3 20». Расчетная мощность составляет 15 кВт, при загруженности в 70%, с учетом резерва в 5 кВт для подключения нового оборудования;
- произведена проверка срабатывания АБП от пусковых токов электроприемников. Расчеты показали, что в режиме «байпас» системных ошибок не обнаружено, а в нормальном режиме работы, одновременный запуск всех нагрузок не рекомендуется;
- произведен выбор аппаратов защиты (автоматических выключателей) в соответствии с условиями их проверки по отключающей способности и уставкам по току. К проектированию выбраны выключатели марок «NSX» и «iC60N»;
- произведен выбор кабельной продукции в соответствии с условиями их проверки по термической стойкости и невозгоранию. К проектированию выбраны кабели марки ВВГ(А)нг-LS. В Приложение В, приведен кабельный журнал.
- осуществлен выбор кабельной продукции для СОПТ ППУ-500 кВ, произведены расчеты токов металлического КЗ и проверки по длительно допустимому току, термической стойкости и невозгоранию. Результаты проверок, занесены в Приложение Г.
- осуществлена проверка емкости АБ марки 8-GroE-200, удовлетворяющих требованиям по напряжению, времени и уровню заряда.

Заключение

Исследование современных этапов модернизации Жигулевской ГЭС, являющейся стратегически и энергетически важным объектом Волжско-Камского каскада, выявил проблему в обеспечении резервным питанием подстанционного оборудования ППУ-500 кВ. В целях решения установленной проблемы, данным проектом предусматривается установка двух систем гарантированного электропитания, независимых друг от друга, и представляющих собой набор аккумуляторных батарей, отвечающих современным стандартам компании «РусГидро». С необходимостью комплектации АБП в действующую энергетическую структуру, был проведен ряд мер, нацеленных на соблюдение требований и условий, по проверке электрооборудования:

- был произведен комплексный расчет активных и индуктивных сопротивлений прямой и нулевой последовательности схемы замещения ППУ-500 кВ, включающей в себя: сопротивление питающей системы, трансформатора, кабелей, шинпровода, а также, коммутационной и защитной аппаратуры. Полный перечень рассчитанных сопротивлений приведен в Приложение Б;
- были произведены расчеты токов КЗ в соответствии с точками К1-К7. При вычислениях применялись полные сопротивления схемы замещения. В итоге, были найдены значения трехфазных, однофазных и ударных токов в системе. Полный перечень расчетов в соответствии с точками КЗ приведен в Приложение Б;
- были выбраны ИБП модели «Benning I 3-3 20», расчетная мощность которых составляет 15 кВт, загруженность порядка 70%, и обладающие резервом в 5 кВт для подключения нового оборудования;
- произведена проверка срабатывания АБП от пусковых токов электроприемников;

- произведен выбор аппаратов защиты. К проектированию выбраны выключатели марок «NSX» и «iC60N»;
- произведен выбор кабельной продукции для системы ИБП и СОПТ. К проектированию выбраны кабели марки ВВГ(А)нг-LS. В Приложениях В и Г, приведены кабельные журналы;
- были выбраны АБ марки 8-GroE-200, и проведена их проверка по требованиям к напряжению, времени и уровню заряда. Номограммы пластин GroE-25 приведены на рисунках 9 и 10.

Итогом проекта, можно считать соблюдение требований политики «РусГидро» относительно системы гарантированного питания. Предполагаемая к установке система из двух независимых ИБП «Benning I 3-3 20», параллельно подсоединенных к питанию подстанционного оборудования ППУ-500 кВ, способно обеспечить функционирование потребителей в течение 1,10 часа, что более чем в два раза больше, чем минимальное время, равное 30 минутам [3]. Суммарная мощность с учетом минимального коэффициента мощности, составляет 15 кВт, что обеспечивает потребности подстанции, и обладает необходимым резервом для будущих подключений.

Список используемой литературы

1. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения : Электронное учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2016. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976> (дата обращения: 20.11.2020).
2. Выбор и проверка аппаратов защиты. [Электронный ресурс] : Нижний Новгород: 2018. URL: <https://electric-sistem.jimdofree.com/справочник/алгоритм-выбора-аппарата-защиты-и-сечения-кабеля> (дата обращения 29.11.2021).
3. Действующий стандарт СТО «РусГидро» 04.02.75-2011 «Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и Энергосбережение. Основные требования» [Электронный ресурс] : Приказ от 19.09.2011. URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/f61/068_STO-RusGidro-04.02.75-2011_Energoeffektivnost-i-energoberezhenie.pdf (дата обращения: 27.10.2020).
4. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 - 35кВ и 110 - 1150 кВ. Том 1. [Электронный ресурс] : Учебное пособие в открытом доступе. М.: 2005. URL: <https://t-library.ru/showBook.php?id=6001> (дата обращения: 05.06.2021).
5. Межгосударственный стандарт. ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока до 1 кВ» [Электронный ресурс] : Нормативно-техническая документация. М.: 1993. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004630> (дата обращения 26.06.2021).
6. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р МЭК 61140-2000 «Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи» [Электронный ресурс] : Государственный стандарт. М.: 2002. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200017996> (дата обращения: 25.05.2021).
7. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ 31996-2012 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение

0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия» [Электронный ресурс] : Государственный стандарт. М.: 2014. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200102744> (дата обращения 12.06.2021).

8. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ 27699-88 «Системы бесперебойного питания приемников переменного тока» [Электронный ресурс] : Государственный стандарт. М.: 1989. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012447> (дата обращения 25.06.2021).

9. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 50030.2-2010 «Аппаратура распределения и управления низковольтная» [Электронный ресурс] : Государственный стандарт. М.: 2012. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200083571> (дата обращения 29.11.2021).

10. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 52736-2007 «Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания» [Электронный ресурс] : Государственный стандарт. М.: 2008. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052839> (дата обращения 05.12.2021).

11. Официальный сайт «РусГидро»: Филиал ПАО «РусГидро» — «Жигулевская ГЭС» [Электронный ресурс] : Жигулевск: 2020. URL: <http://www.zhiges.rushydro.ru/hpp/general-info> (дата обращения: 17.11.2020).

12. Паспортные данные трансформатора RESIBLOC-630-10(6)/0.4 [Электронный ресурс] : ООО «КПИМ», Санкт-Петербург. URL: <https://www.tesli.com/upload/RESIBLOC-RUS.pdf> (дата обращения: 10.06.2021).

13. Перечень автоматических выключателей марки NSX компании Schneider Electric. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.se.com/ru/ru/product-range/1887-compact-nsx-%3C630a/> (дата обращения: 28.05.2021).

14. Перечень автоматических выключателей марки IC60 из линейки Acti9 компании Schneider Electric. [Электронный ресурс] : URL:

<https://www.se.com/ru/ru/product-range/7556-ав-ic60-acti9/> (дата обращения: 28.05.2021).

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. [Электронный ресурс] : Приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. URL: <https://issirk.ru/wp-content/uploads/2020/01/PTEEP.pdf> (дата обращения 26.11.2021).

16. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. [Электронный ресурс] : М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 152 с. URL: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 05.06.2021).

17. Стандарт СТО «РусГидро» 02.02.105-2013: Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения [Электронный ресурс] : Приказ от 06.02.2014 №83. URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/c72/091_STO-RusGidro-02.02.105-2013_SOPT-GES.pdf (дата обращения 17.03.2022).

18. Техническое описание шкафа АВР типа ET-200S, производства компании Siemens. [Электронный ресурс] : «Promenergo Автоматика», М. URL: <https://www.siemens-pro.ru/components/et200s.htm> (дата обращения: 28.05.2021).

19. Технический паспорт комплекта бесперебойного питания Enertronic I 3-3 20 фирмы Benning. [Электронный ресурс] : «Юниджет», Санкт-Петербург. URL: <https://www.uni-jet.com/catalog/ibp/on-line-ibp/benning-enertronic-i/benning-enertronic-i-20.html> (дата обращения: 28.05.2021).

20. Технический паспорт элегазового колонкового выключателя GL317 [Электронный ресурс] : ООО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ», Самара: 2022. URL: <https://elektroapparat.ru/products/vyklyuchateli/gl-317/> (дата обращения 04.04.2022).

21. Технологическая системная компания ООО «ТСКБ-Гранит»: Системы гарантированного электропитания. [Электронный ресурс] : М.: 2017.

URL: <http://www.remstroy.com/default.aspx?did=12> (дата обращения: 05.11.2020).

22. Технические характеристики силового кабеля ВВГ(А)нг–LS 5x70 [Электронный ресурс] : URL: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-pvx-izolyacziej-\(0,66;-1kv\)/vvgng-ls/kabel-vvgng-ls-5x70.html](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-pvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/vvgng-ls/kabel-vvgng-ls-5x70.html) (дата обращения 12.06.2021).

23. Технические характеристики магистрального четырехпроводного шинопровода ШМА-4 [Электронный ресурс] : URL: https://srednev.pamtlepse.ru/images/2020/8/1/SHMA_4.pdf (дата обращения 12.06.2021).

24. Технические характеристики свинцово-кислотной батареи закрытого типа, марки GroE [Электронный ресурс] : ООО «Системотехника», М.: 2022. URL: <https://hoppecke.ru/uploads/files/groe-ru.pdf> (дата обращения 17.03.2022).

25. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 11.10.2009 №261-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения: 12.10.2020).

26. Циркуляр № Ц-02-98 (Э) «О проверки кабеля на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания» [Электронный ресурс] : Департамент стратегии развития и научно-технической политики: 1998. URL: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/e48/4293828958.pdf> (дата обращения 05.12.2021).

27. Akin Uslu, M. Timur Aydemir, Short circuit calculation [Электронный ресурс] : Scientific journal / Department of electrical and electronic engineering, Eastern Mediterranean University of Turkey: 2017. URL: <http://faraday.ee.emu.edu.tr/eeng456/ShortCircuitCalculations.pdf> (дата обращения: 05.06.2021).

28. Edvard Csanyi, Selection of distribution transformers for supplying power to LV networks [Электронный ресурс] : Scientific article / Electrical engineering portal of the United States of America: 2016. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/distribution-transformers-lv-networks> (дата обращения: 12.09.2021).

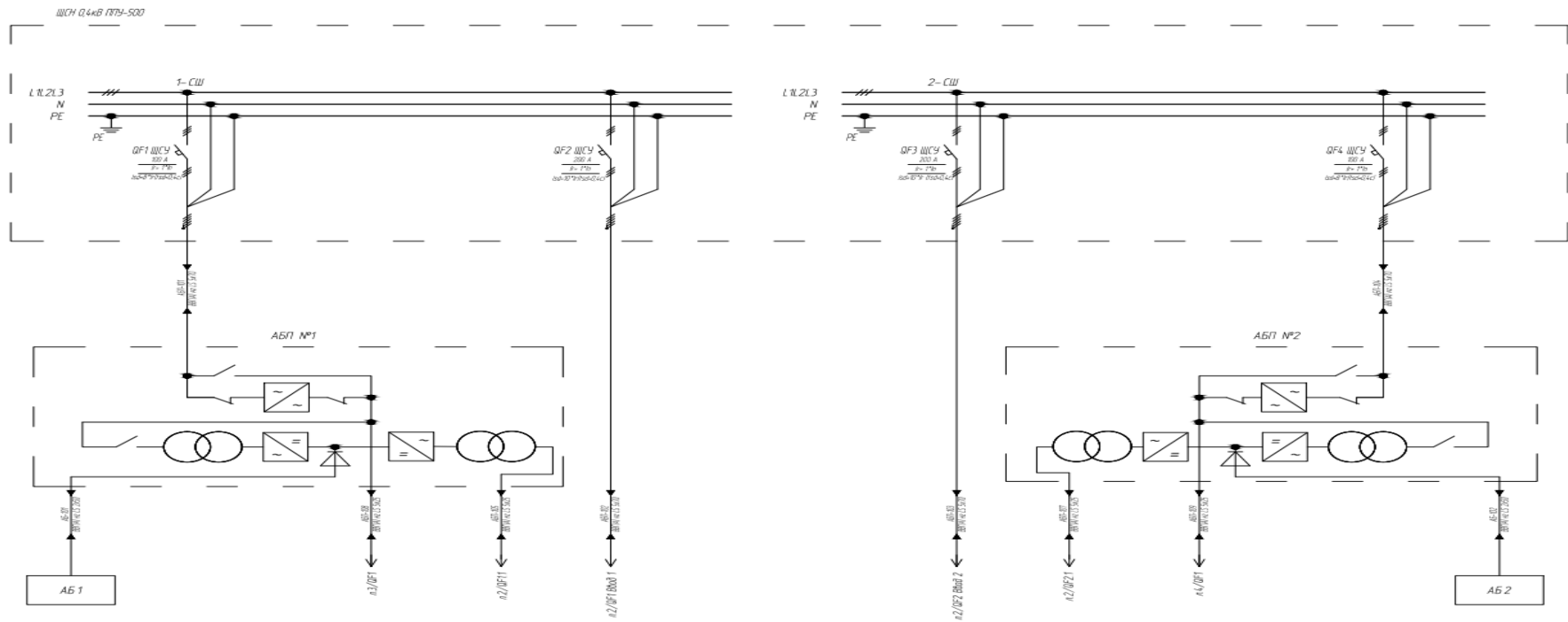
29. Emil Golonka, Michal Pajak and Davor Kolar, Selected diagnostic methods used in Hydroelectric Power Plants [Электронный ресурс] : Scientific article / University of Technology and Humanities in Radom, Faculty of Mechanical Engineering, Poland: 2021. URL: https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/abs/2021/01/mateconf_diagnostyka2020_01011/mateconf_diagnostyka2020_01011.html (дата обращения: 21.09.2021).

30. Maria Bermudez, Luis Cea, Jeronimo Puertas, Andre Conde, Ana Martin and Javier Baztan, Hydraulic model study of the intake-outlet of a pumped-storage hydropower plant [Электронный ресурс] : Scientific article / Water and Environmental Engineering Group, Madrid, Spain: 2017. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/19942060.2017.1314869> (дата обращения: 15.10.2021).

31. Fursanov M. I., Petrashevich N. S., Power losses assessment in transformers after the normative operating period [Электронный ресурс] : Scientific article / Department of mechanical engineering, Belarusian national technical University: 2017. URL: <https://doaj.org/article/d6fbd2de04454655a1e33b76198f4be6> (дата обращения: 10.09.2021).

Приложение А

Схемы присоединений СГП

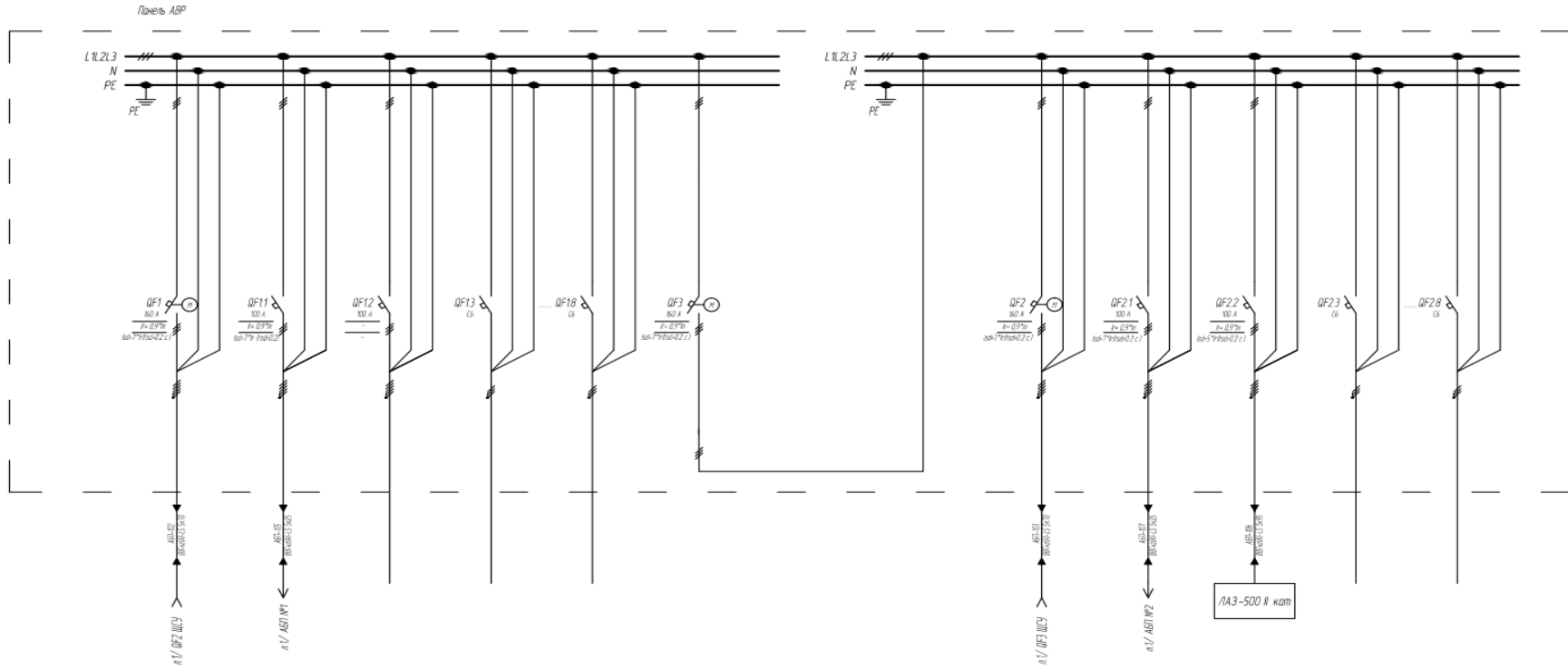


82

Наименование присоединя	АБ 1 ШИТ 1 секц.	АБП №1	QF1 лок. РЗ-1 секц.	QF11 Панель АВР	QF1 Ввод 1 Панель АВР	QF2 Ввод 2 Панель АВР	QF2 1 Панель АВР	QF1 лок. РЗ-2 секц.	АБП №2	АБ 2 ШИТ 2 секц.
-------------------------	------------------	--------	---------------------	-----------------	-----------------------	-----------------------	------------------	---------------------	--------	------------------

Рисунок А.1 – Электрическая схема подсоединения двух АБП

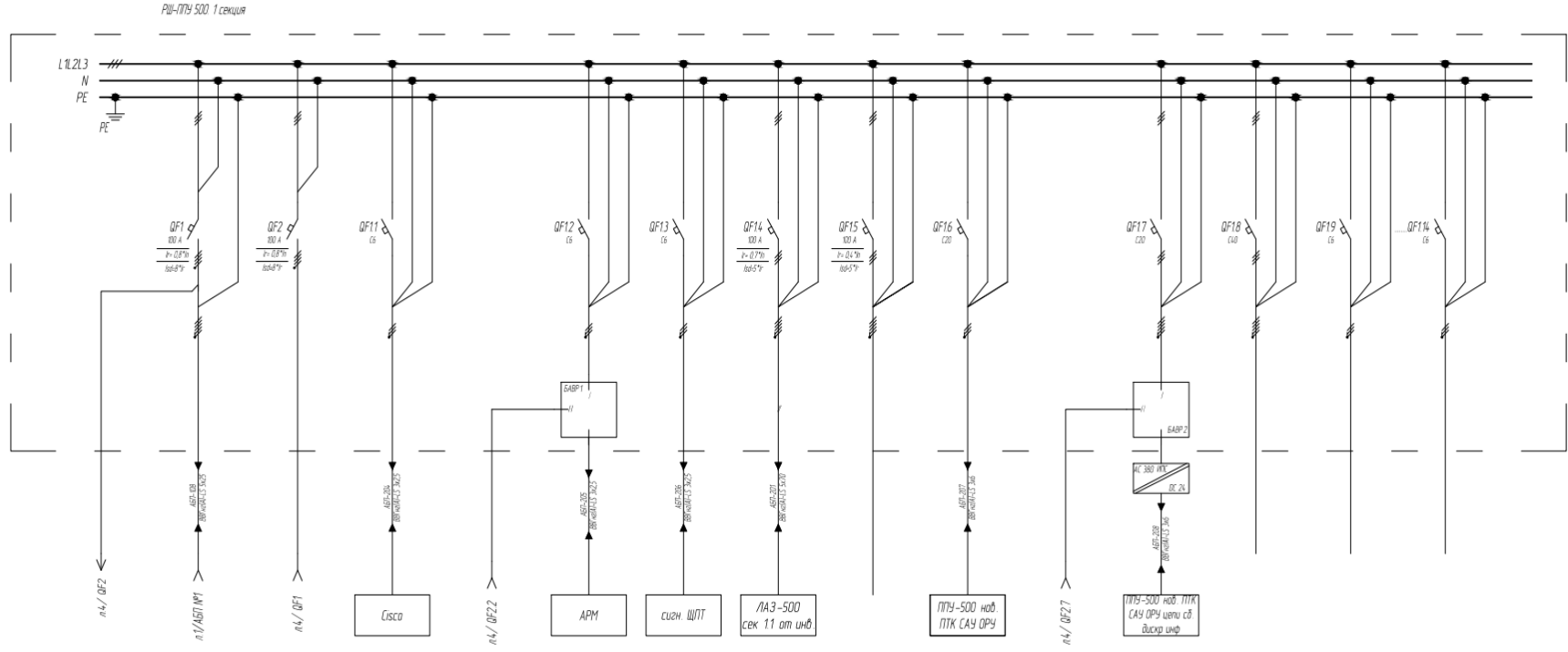
Продолжение Приложения А



Наименование присоединя	Ввод 1 от QF2 ШСЧ ШСН 0,4кВ ПНУ-500 кВФе	АБП №1	Резерв	Резерв	Резерв	Секционная выключатель	Ввод 2 от QF3 ШСЧ ШСН 0,4кВ ПНУ-500 кВФе	АБП №2	ЛАЗ-500 РШ секц. II к.	Резерв	Резерв
-------------------------	---	--------	--------	--------	--------	------------------------	---	--------	------------------------	--------	--------

Рисунок А.2 – Электрическая схема панели АВР

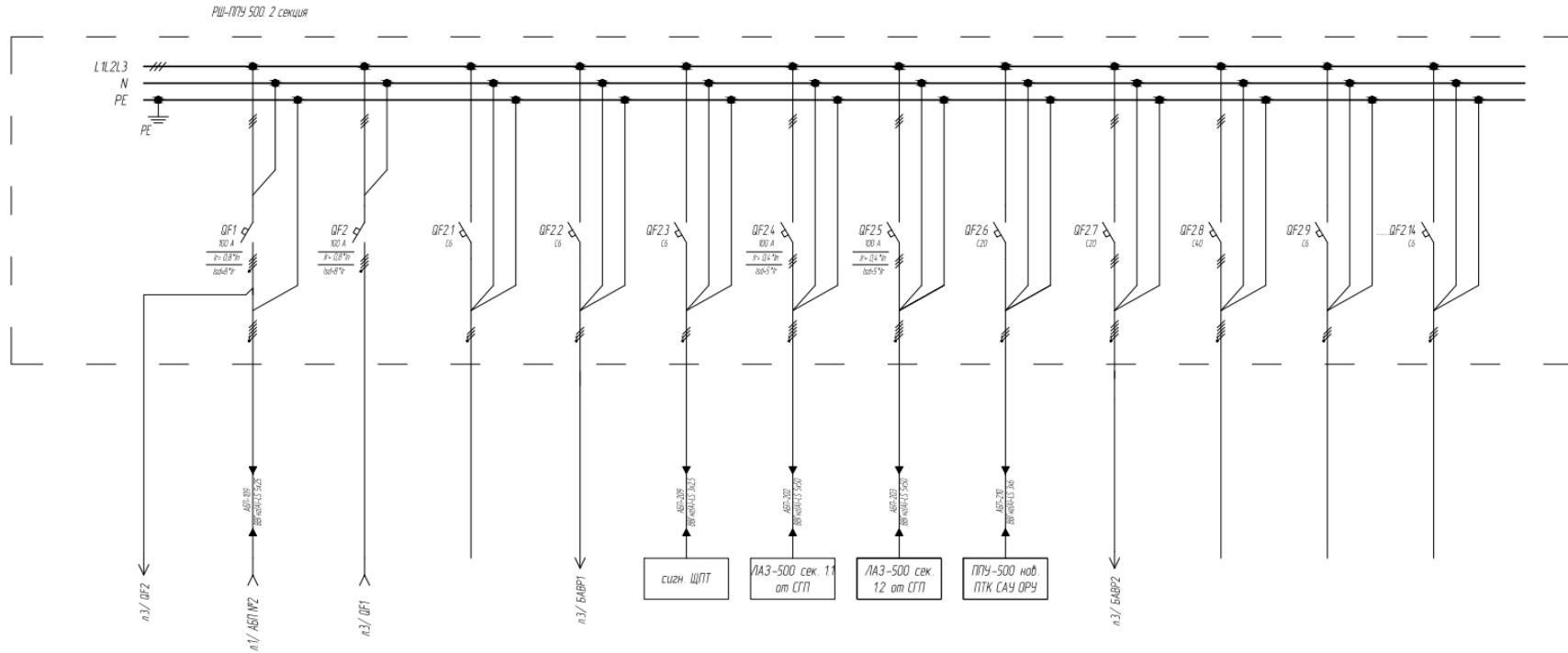
Продолжение Приложения А



Наименование присоединя	Автоматический выключатель QF2 РШ-ПТУ 500 2 секция	Ввод от АВР №1	Ввод от QF1 РШ-ПТУ 500 2 секция	ПТУ-500 Cisco WS-C2960S-48T	Автоматический выключатель QF22 РШ-ПТУ 500 2 секция	ПТУ-500 АРМ дек. ОК	ПТУ-500 Пут. Преобр. и сигнала ЩПТ	ЛАЗ-500 РШ 1 секц 1 к. от инб.	Резерв	ПТУ-500 ноб. ПТК САУ ОРУ	Автоматический выключатель QF27 РШ-ПТУ 500 2 секция	ПТУ-500 ноб. ПТК САУ ОРУ щит сбора дискр информации	Резерв	Резерв	Резерв
Установленная мощность				0,31 кВт		0,41 кВт	1 кВт	37,9 кВт		3 кВт		3 кВт			

Рисунок А.3 – Электрическая схема 1-й секции РШ

Продолжение Приложения А



Наименование присоединя	Автоматический выключатель QF2 РШ-ПТУ 500 1 секция	Ввод от АБП №2	Ввод от QF1 РШ-ПТУ 500 1 секция	Резерв	БАРП1 РШ-ПТУ 500 1 секция	ПТУ-500 Пит. Преобр. и соединит. ЩПТ.	ЛАЗ-500 РШ 1 сек. 1 к. от СТП	ЛАЗ-500 РШ 2 сек. 1 к. от СТП	ПТУ-500 нов. ПТК САУ ОРУ	БАРП2 РШ-ПТУ 500 1 секция	Резерв	Резерв	Резерв
Установленная мощность						11кВт	29,21кВА	191кВА	31кВт				

Рисунок А.4 – Электрическая схема 2-й секции РШ

Приложение Б

Итоги расчетов токов короткого замыкания ППУ-500 кВ

Таблица Б.1 – Сводный перечень расчёта сопротивлений и токов КЗ в схеме замещения ППУ-500 кВ

Точка КЗ	Электроприемник	Сопротивления прямой последовательности, мОм		Сопротивления нулевой последовательности, мОм		Расчетные значения токов короткого замыкания, кА		
		$r_{1\Sigma}$	$x_{1\Sigma}$	$r_{0\Sigma}$	$x_{0\Sigma}$	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$	$I_{\text{уд}}^{(3)}$	$I_{\text{ПО}}^{(1)}$
К1	Шины ЩСН-0,4	18,0	23,1	22,8	40,0	7,89	14,5	6,64
К2	Шины АВР	24,3	22,7	68,9	64,9	6,94	12,8	2,60
К3	Шины ИБП	39,3	25,6	91,7	76,0	4,92	9,05	2,02
К4	Шины ИБП ввод резерва (байпаса)	56,2	30,2	116,4	95,7	3,62	6,65	1,58
К5	Шины РШ	95,5	45,5	329,0	171,1	2,18	4,01	0,72
К6	Шины РШ ЛАЗ-500 секция 1	28,9	26,0	73,5	68,2	5,94	10,9	2,40
К7	Шины РШ ЛАЗ-500 секция 2	32,6	29,1	82,3	70,5	5,05	9,28	2,15

Приложение В
Кабельный журнал ППУ-500 кВ

Таблица В.1 – Кабельный журнал ППУ-500 кВ, в соответствии с произведенными проверками

Линия	Начало	Конец	Марка кабеля	Длит. доп. ток ($I_{\text{доп кб}}, \text{А}$)	Расч. ток КЗ ($I_{\text{по}}, \text{кА}$)	Время откл. ($t_{\text{откл}}, \text{с}$)	Соответствие требованиям
АБП-101	ЩСН-0,4 (1 секции)	АБП1 ввод байпаса	ВВГ(А)нг-LS 5x70	213	5,94	0,4	Да
АБП-102	ЩСН-0,4 (1 секции)	АВР ввод 1	ВВГ(А)нг-LS 5x70	213	6,94	0,4	Да
АБП-103	ЩСН-0,4 (2 секции)	АВР ввод 2	ВВГ(А)нг-LS 5x70	213	6,94	0,4	Да
АБП-104	ЩСН-0,4 (2 секции)	АБП2 ввод байпаса	ВВГ(А)нг-LS 5x70	213	5,94	0,4	Да
АБП-105	АВР	АБП1	ВВГ(А)нг-LS 5x25	112	4,92	0,4	Да
АБП-106	АВР	РШ-ЛАЗ-500	ВВГ(А)нг-LS 5x95	261	2,18	0,4	Да
АБП-107	АВР	АБП2	ВВГ(А)нг-LS 5x25	112	4,92	0,4	Да
АБП-108	АБП1	РШ-ППУ 500 (1 секции)	ВВГ(А)нг-LS 5x25	112	3,62	0,4	Да
АБП-109	АБП2	РШ-ППУ 500 (2 секции)	ВВГ(А)нг-LS 5x25	112	3,62	0,4	Да
АБП-201	РШ-ППУ 500 (1 секции)	РШ-ЛАЗ-500 (2 секции)	ВВГ(А)нг-LS 5x70	213	1,55	0,2	Да
АБП-202	РШ-ППУ 500 (1 секции)	РШ-ЛАЗ-500 (1 секции)	ВВГ(А)нг-LS 5x50	167	1,31	0,2	Да
АБП-203	РШ-ППУ 500 (2 секции)	РШ-ЛАЗ-500 (2 секции)	ВВГ(А)нг-LS 5x50	167	1,31	0,2	Да

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В.1

Линия	Начало	Конец	Марка кабеля	Длит. доп. ток ($I_{\text{доп кб}}$, А)	Расч. ток КЗ ($I_{\text{по}}$, кА)	Время откл. ($t_{\text{откл}}$, с)	Соответствие требованиям
АБП-204	РШ-ППУ 500 (1 секции)	Cisco WS-C2960S- 48TS	ВВГ(А)нг-LS 3х2,5	27	0,52	0,4	Да
АБП-205	РШ-ППУ 500 (1 (2) секции)	АРМ	ВВГ(А)нг-LS 3х2,5	27	0,19	0,4	Да
АБП-206	РШ-ППУ 500 (1 (2) секции)	Преобразователи и сигнализация	ВВГ(А)нг-LS 3х2,5	27	0,30	0,4	Да
АБП-106	АВР	РШ-ЛАЗ-500	ВВГ(А)нг-LS 5х95	261	2,19	0,5	Да
АБП-207	РШ-ППУ 500 (1 (2) секции)	ПТК САУ ОРУ	ВВГ(А)нг-LS 3х6	46	0,36	0,4	Да
АБП-208	РШ-ППУ 500 (1 (2) секции)	ПТК САУ ОРУ (сбор дискретной информации)	ВВГ(А)нг-LS 3х6	46	0,36	0,4	Да

Приложение Г
Итоги расчетов СОПТ ППУ-500 кВ

Таблица Г.1 – Расчеты токов короткого замыкания в СОПТ ППУ-500 кВ

Присоединение	Сечение (S, мм ²)	Сопротивление кабеля (R _{каб} , МОм)	Сопротивление полюсов коммутационных аппаратов (R _{апп} , МОм)	Суммарное сопротивление цепи (R _{сумм} , МОм)	Ток металлического КЗ (I _{к.м.} , кА)
Ввод АБ	70	7,36	2,2	71,2	2,96
Секция 1 ЩПТ	70	0,59	2,0	73,9	2,91
АБП 1	50	17,2	7,0	108,4	1,92
АБП 2	50	17,2	7,0	108,4	1,92

Таблица Г.2 – Дуговые значения токов КЗ в СОПТ ППУ-500 кВ

Присоединение	Сечение (S, мм ²)	Ток металлического КЗ (I _{к.м.} , кА)	Амп. дуговой коэффициент (K _{д.а.})	Средние амплитудные значения токов КЗ (I _{к.м.а.} , кА)	Сред. дуговой коэффициент (K _{д.ср.})	Среднеквадратичные значения токов КЗ (I _{к.м.ср.} , кА)
Ввод АБ	70	2,96	0,61	1,81	0,50	1,48
Секция 1 ЩПТ	70	2,91	0,61	1,78	0,50	1,46
АБП 1	50	1,92	0,64	1,23	0,51	0,98
АБП 2	50	1,92	0,64	1,23	0,51	0,98

Продолжение Приложения Г

Таблица Г.3 – Кабельный журнал СОПТ ППУ-500 кВ

Присоединение	Начало линии	Конец линии	Марка кабеля	Сечение (S, мм ²)	Расчетный ток (I _{расч} , А)	Длина линии (L, м)	Выполнения проверок
Ввод АБ	АБ	Панель ввода ЩПТ	ВВГ(А)нг-LS	70	115,6	30,0	Да
Секция 1 ЩПТ	Панель ввода ЩПТ	Секция 1 ЩПТ	ВВГ(А)нг-LS	70	115,6	1,20	Да
АБП 1	ЩПТ	АБП 1	ВВГ(А)нг-LS	50	89,2	50,0	Да
АБП 2	ЩПТ	АБП 2	ВВГ(А)нг-LS	50	89,2	50,0	Да

06

Таблица Г.4 – Проверка кабелей СОПТ ППУ-500 кВ

Присоединение	Марка кабеля	Сечение (S, мм ²)	Расчетный ток (I _{расч} , А)	Ток аппарата защиты (I _н , А)	Длительно допустимый ток (I _{д.д.} , А)	Проверка по возгоранию (Q _{пр} > Q _к , °С)	Проверка по терм. стойкости (I _{терм} > I _{по} , кА)
Ввод АБ	ВВГ(А)нг-LS	70	115,6	140,0	180,0	160 > 85,06	6,50 > 2,96
Секция 1 ЩПТ	ВВГ(А)нг-LS	70	115,6	140,0	180,0	160 > 85,06	6,50 > 2,91
АБП 1	ВВГ(А)нг-LS	50	89,2	100,0	145,0	160 > 62,55	5,00 > 1,92
АБП 2	ВВГ(А)нг-LS	50	89,2	100,0	145,0	160 > 62,55	5,00 > 1,92