

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)
Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция схемы электроснабжения потребителей собственных
нужд ПС 500 кВ «Азот» с установкой источника автономного питания

Студент

В.А. Семенычев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.В. Вахнина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Название выпускной квалификационной работы – «Реконструкция схемы электроснабжения потребителей собственных нужд ПС 500 кВ «Азот» с установкой источника автономного питания». В ней описывается способ повышения надежности работы подстанции путем улучшения системы собственных нужд.

В работе выполнен анализ действующей схемы подстанции 500 кВ «Азот». В нем содержится описание самой подстанции, более подробное описание системы собственных нужд, обоснование необходимости улучшения системы собственных нужд со ссылкой на нормативные документы.

Описан выбор одного из вариантов резервирования электроснабжения потребителей собственных нужд подстанции, расчет финансовых затрат и сравнения преимуществ и недостатков.

В заключительной части затронуты такие аспекты, как основные требования по размещению выбранного источника автономного питания, выбор расположения установки на плане действующей подстанции 500 кВ «Азот», планировка, размещение устройств внутри установки, а также была составлена схема электрических соединений собственных нужд подстанции с учетом вышеописанных изменений.

Работа состоит из пояснительной записки объемом 55 страниц, которая включает 19 рисунка, 3 таблиц, список используемых источников из 35 наименования и графической части на 6 листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Анализ действующей схемы подстанции 500 кВ «Азот».....	7
1.1 Анализ главной электрической схемы подстанции 500 кВ «Азот».....	7
1.2 Анализ системы собственных нужд подстанции	10
1.3 Нормативные требования к источнику автономного питания собственных нужд ПС «Азот»	13
2 Выбор варианта резервирования собственных нужд подстанции.....	16
2.1 Вариант 1 - строительство воздушной линии электропередачи 110 кВ.....	16
2.2 Вариант 2 - резервирование собственных нужд подстанции с применением систем накопления энергии на основе Li-ion аккумуляторных батарей.....	26
2.3 Вариант 3 - дизель-генераторная установка – как автономный источник резервного питания собственных нужд ПС 500 кВ «Азот».....	32
2.4 Показатели финансово-экономической эффективности вариантов источника автономного питания	38
3 Применение дизель-генераторной установки в качестве источника резервного питания собственных нужд ПС 500 кВ «Азот».....	40
3.1 Основные требования по размещению ДГУ.....	40
3.2 Расположение ДГУ на территории ПС	41
3.3 Объемно-планировочные конструктивные решения	43
3.4 Составление схемы электрических соединений СН подстанции «Азот» с применением ДГУ	46
Заключение	50
Список используемых источников.....	52

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика - базовая отрасль экономики России, обеспечивающая потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии, во многом определяющая устойчивое развитие всех отраслей экономики страны. Эффективное использование потенциала электроэнергетической отрасли, установление приоритетов и параметров ее развития создадут необходимые предпосылки для роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Процесс опережающего развития электроэнергетической отрасли является необходимым фактором успешного экономического развития России.

Единая национальная энергетическая система (ЕНЭС) как сложная система состоит из подсистем генерации, передачи, распределения, преобразования, потребления и управления, которые находятся в электрической взаимосвязи и технологическом (режимном) взаимодействии.

При обеспечении потребителя электроэнергией отвечающей его категории надежности возникает необходимость обеспечить соответствующую надежность каждой из подсистем.

Электрическая сеть является сложным техническим объектом, рассредоточенным в пространстве и открытым к внешним воздействиям (техногенным, климатическим, актам вандализма и т.п.), что обуславливает достаточно высокую частоту отказов в работе распределительных сетей, станций и подстанций (ПС).

В работе подстанции, как одним из элементов подсистемы ЕНЭС, большое значение занимает надежность электроснабжения приемников электрической энергии собственных нужд подстанций, отвечающих за поддержание технологических режимов и работоспособности основного и вспомогательного оборудования подстанции.

Поскольку надежность систем электроснабжения собственных нужд (СН) подстанции определяет надежность работы станции в целом, а значит и

надежность электроснабжения потребителей. Возникает необходимость переосмысления требований к обеспечению надежности питания собственных нужд подстанции.

Согласно нормам технологического проектирования подстанций 35-750 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» - на однострансформаторных ПС при наличии синхронных компенсаторов, воздушных выключателей или принудительной системы охлаждения трансформаторов, а также на ПС с оперативным переменным током следует устанавливать два трансформатора собственных нужд, один из которых присоединяется к линии электропередачи 6 - 35 кВ, питающейся от другой ПС.

При планировании развития электрической сети основным способом обеспечения надежности СН подстанции является резервирование.

Для повышения надежности электроснабжения собственных нужд подстанций возникла необходимость применения автономных стационарных источников питания [19].

Устройство системы резервного электроснабжения на действующих электроустановках имеет свои особенности. Как правило, схемы существующих электроустановок не предусматривают возможности непосредственного подключения стационарного источника резервного питания, компоновка щитового оборудования затрудняет установку дополнительных механизмов и систем автоматики и контроля. В таких случаях производится предпроектные изыскания (техническое обследование) электроустановки и потребителей собственных нужд ПС для разработки структурной схемы резервного электроснабжения СН.

Стационарные источники резервного электропитания должны обеспечивать большее время автономной работы в условиях аварии на электросетях - следовательно, большая надежность безотказного функционирования; высокая степень защиты оборудования; увеличение срока службы оборудования благодаря созданию оптимальных условий для его работы.

Целью выпускной квалификационной работы является обеспечение надежности и бесперебойной работы подстанции 500 кВ «Азот».

Задачи работы:

- анализ схем питания потребителей собственных нужд подстанции 500 кВ «Азот»;
- выбор автономного стационарного источника питания собственных нужд подстанции 500 кВ «Азот»;
- обоснование выбора автономного стационарного источника питания собственных нужд подстанции 500 кВ «Азот».

1 Анализ действующей схемы подстанции 500 кВ «Азот»

1.1 Анализ главной электрической схемы подстанции

Подстанция (ПС) 500 кВ «Азот» введена в эксплуатацию в 1981 году (рисунок 1.1). В настоящее время ее мощность составляет 1061 МВА – это один из крупнейших питающих центров Поволжья. ПС «Азот» отвечает за электроснабжение юго-западной части Самарской области, в том числе таких крупных промышленных потребителей таких, как ПАО «АВТОВАЗ», ПАО «Тольяттиазот», ПАО «Сибур».



Рисунок 1.1 - Подстанция 500 кВ «Азот»

В Самарской области энергетической системы существует три подстанции 500 кВ – «Куйбышевская», «Красноармейская» и «Азот 500». ПС «Азот» входит в состав ПАО «ФСК ЕЭС», филиал МЭС Волги.

ПС 500 кВ «Азот» состоит из:

- автотрансформатора АТ-1 и группы однофазных трансформаторов АТГ-2;

- ОРУ 500 кВ;

- ОРУ 220 кВ;

- ОРУ 110 кВ.

ПС 500 кВ «Азот» через ОРУ 500 кВ осуществляет транзит воздушной линией электропередачи (ВЛ) «ЖГЭС-Бугульма», а через ОРУ 200кВ - прием и распределение электрической энергии.

Главная схема электрических соединений ПС 500 кВ «Азот» представлена на рисунке 1.2.

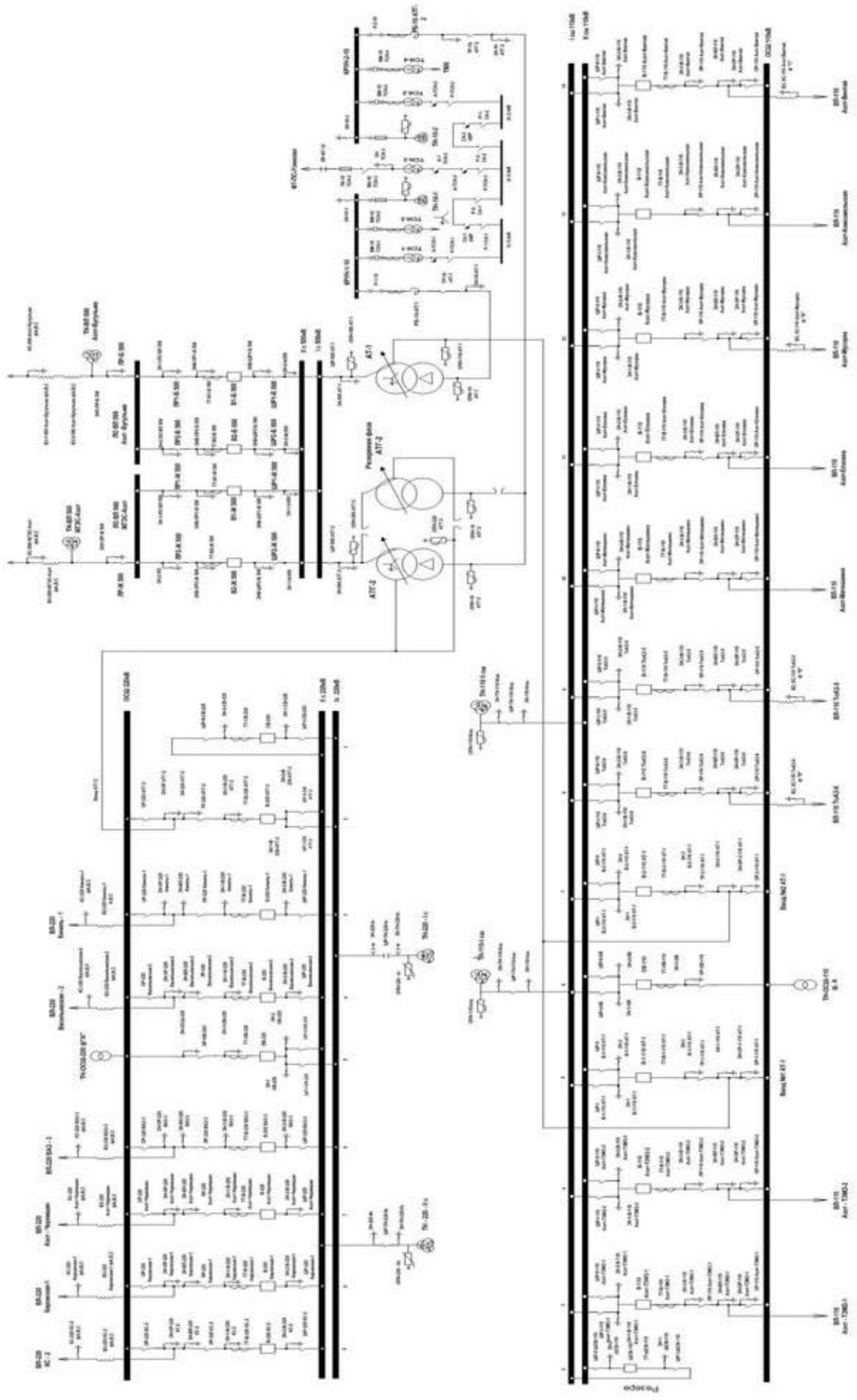


Рисунок 1.2 – Главная схема электрических соединений ПС «Азот»

1.2 Анализ системы собственных нужд подстанции

Одним из важных элементов подсистемы ЕНЭС в работе подстанций является надежность электроснабжения приемников электрической энергии собственных нужд подстанций, отвечающих за поддержание технологических режимов и работоспособности основного и вспомогательного оборудования подстанции.

К собственным нуждам подстанции относятся:

- система охлаждения силовых трансформаторов;
- устройства обогрева приводов выключателей и шкафов распределительных устройств;
- система пожаротушения;
- электрическое освещение помещений и территории подстанции;
- электрическое отопление помещений подстанции и т.д.

Электрическая схема питания собственных нужд подстанции «Азот» выполнена двумя комплектными распределительными устройствами наружной установки (КРУН) напряжением 10 кВ серии БКРУ-10. В КРУН установлены:

- 2 вводных шкафа;
- 2 шкафа с трансформаторами напряжения;
- 4 линейных шкафа;
- по 2 шкафа с секционными выключателями и секционными разъединителями.

КРУН 10 кВ подключены к выводам 10 кВ АТ – 1 и АТГ – 2 через токоограничивающие реакторы.

В схему собственных нужд входят пять трансформаторов собственных нужд:

- три трансформатора собственных нужд ГЩУ типа ТМ–630/10/0,4 кВ (из них два ТСН-1 и ТСН-2 включены на первую и вторую секции шин 0,4 кВ ГЩУ, ТСН-3 – резервный, включен от фидера №7 (Ф-7) подстанции 110/10 кВ

«Узюково» и в нормальном режиме находится в автоматическом резерве на первую и вторую секции шин 0,4 кВ ГЩУ. При отключении ТСН-1 или ТСН-2 происходит через АВР по стороне 0,4 кВ включение ТСН-3);

-два трансформатора собственных нужд ТМХ типа ТМ–630/10/0,4 кВ (ТСН-4 и ТСН-5 запитаны от КРУН-10 кВ, включены на 4 и 5 секции шин 0,4 кВ ТМХ).

Как было сказано ранее, питание ТСН-3 по стороне 10 кВ осуществляется от Ф-7 ПС 110/10 кВ «Узюково» (рисунок 1.3). Однотрансформаторная подстанция «Узюково» подключена отпайкой от воздушной линии (ВЛ) 110 кВ «Азот-Матюшкино».

Для питания устройств РЗА, аварийного освещения и аппаратуры СДТУ установлены аккумуляторные батареи.

1.3 Нормативные требования к источнику автономного питания собственных нужд ПС «Азот»

Наиболее значимыми нормативными документами в области электроснабжения является «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) и комплекс стандартов [1-8]. Требования ПУЭ являются обязательными для всех ведомств организаций и предприятий. Согласно ПУЭ необходимой степенью надежности электроснабжения в основном определяется характером потребителей, их ролью и важностью, масштабом морального и материального ущерба при перерывах электроснабжения [1]. Поэтому в отношении надежности электроснабжения ПУЭ подразделяет все электроприемники на три категории.

В ПУЭ принято при проектировании электроснабжения важных объектов, требующих особо повышенной надежности, выделять группы электроприемников, внезапный перерыв электроснабжения которых угрожает жизни людей или могут привести ко взрывам основного оборудования [1]. Питание этих групп электроприемников осуществляется таким образом, чтобы кроме двух независимых источников питания предусматривался третий (аварийный), независимый, источник, мощности которого достаточно для безаварийного останова и возобновления производства. Аварийный источник питания должен находиться в постоянной готовности к немедленному включению и автоматически включаться при исчезновении напряжения на основных источниках питания [1].

Поэтому для обеспечения надежной работы ПС требуется обеспечение надежного резервного электроснабжения потребителей СН подстанции при потере собственных нужд в аварийном режиме. Для этого на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. Предельная мощность трансформаторов ТСН напряжением 3-10/0,4 кВ принимается равной 1000 кВА при напряжении короткого замыкания равном 8%.

После отключения питания или глубокой посадки напряжения происходит снижение частоты вращения электродвигателей под действием момента сопротивления механизмов. В первый момент исчезновения напряжения наблюдается групповой выбег агрегатов собственных нужд, при котором из-за их взаимного влияния частота вращения снижается с одинаковой скоростью. В дальнейшем в соответствии с механическими характеристиками происходит индивидуальный выбег агрегатов собственных нужд.

При планировании развития электрической сети основным способом обеспечения надежности СН подстанции является резервирование.

Для определения требований, к резервированию СН подстанции, анализ статистических данных по числу отказов с погашением СН на подстанциях ЕНЭС за 2008-2017 гг. по сведениям ПАО «ФСК ЕЭС», который показал, что количество аварий от времени имеет экспоненциальную зависимость (рисунок 1.4). Общее количество зарегистрированных аварий с погашением собственных нужд в ПАО «ФСК ЕЭС» за 2008-2017 гг. составило 164.

Проведенный анализ действующих схем ПС 500 кВ «Азот», а также исследования по зависимости числа аварий с погашением собственных нужд подстанции позволяют сделать следующие выводы:

- схема ремонтного режима подстанции, когда один из автотрансформаторов находится в плановом или аварийном ремонте, имеет недостатки с точки зрения надежности электроснабжения потребителей собственных нужд ПС;

- при возникновении аварийных режимов работы системы по стороне 500/110 кВ подстанция 110/10 кВ «Узюково» не сможет обеспечить бесперебойное резервное питания собственных нужд подстанции 500 кВ «Азот», что может привести к полному погашению собственных нужд подстанции и как следствие перерыву электроснабжении потребителей и возникновению утяжеленного аварийного режима системы.

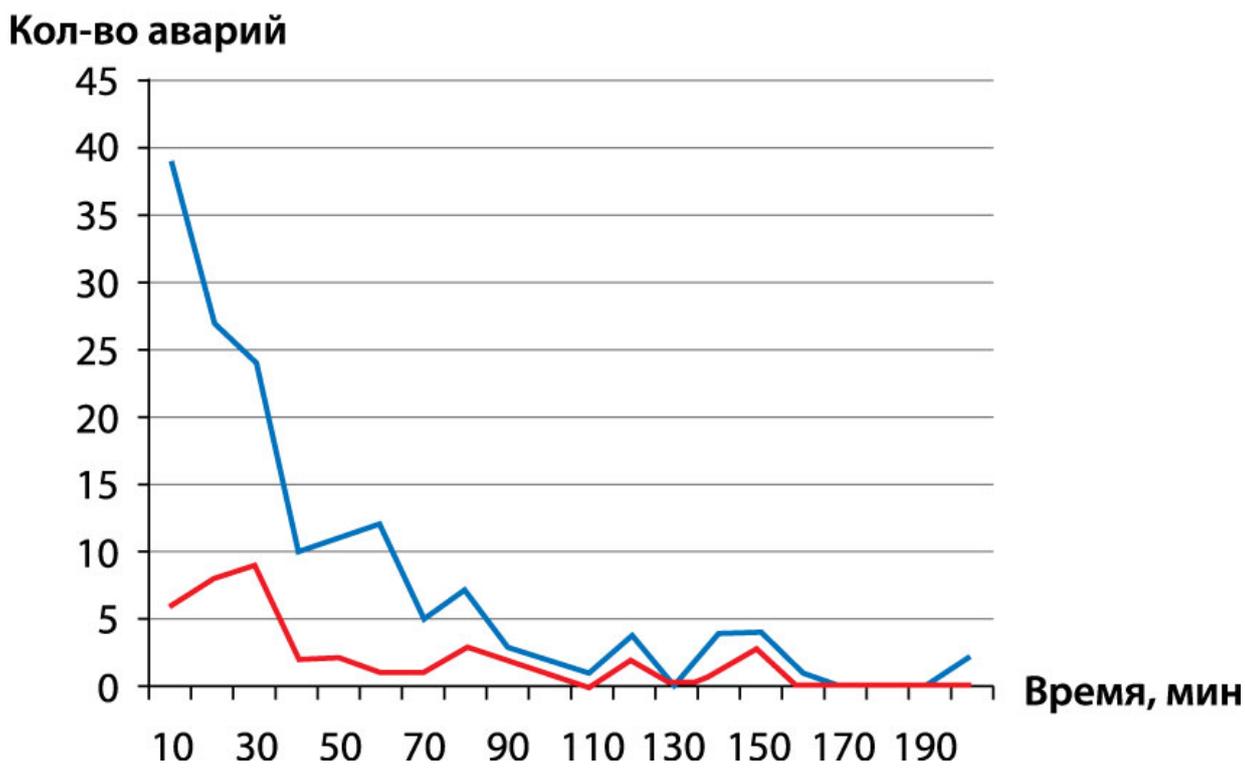


Рисунок 1.4 - Статистические данные по числу аварий с погашением СН ПС (синяя кривая – погашение СН 0,4 кВ; красная кривая – второй ТСН выведен в ремонт)

Поэтому в соответствии с требованиями нормативных документов [1-8] и анализа для повышения надежности питания собственных нужд подстанции «Азот» требуется установка автономного источника питания, который минимум в течение часа, должен обеспечивать питанием всех потребителей СН подстанции.

2 Выбор варианта резервирования собственных нужд подстанции

Известно, что резервирование электроснабжения потребителей собственных нужд подстанции, допускающих без существенного ущерба перерыв в течение 3–5 минут, можно осуществлять двумя способами:

- централизованным – изменением схемы первичной коммутации или сооружением второй линии электропередачи;

- местным – сооружением автономного источника резервного питания (дизель-генераторной станции или АБ) вблизи резервируемого потребителя или в узле нагрузок данного потребителя [31-35].

Для целесообразности применения данных вариантов в качестве возможности резервирования собственных нужд ПС 500 кВ «Азот» необходимо произвести их рассмотрение и анализ.

2.1 Вариант 1 - строительство воздушной линии электропередачи 110 кВ

В настоящее время резервное электроснабжение собственных нужд ПС 500 кВ «Азот» осуществляется от Ф-7 ПС 110 кВ «Узюково».

ПС 110/10 кВ «Узюково» трансформаторной мощностью 6,3 МВА питается отпайкой от ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино». Фрагмент карты-схемы представлен на рисунке 2.1.

Подстанция была построена в середине 60-х годов для электроснабжения потребителей близлежащего поселения. В состав потребителей подстанции по стороне 10 кВ входят шесть присоединений, в состав которых входят потребители II и III категории. Из анализа электрической схемы подстанции видно, что надежность электроснабжения потребителей ПС 110 кВ «Узюково» по стороне 10 кВ, а в частности резервирование собственных нужд ПС 500 кВ «Азот», не удовлетворят требования к надежности для резервных источников питания СН ПС. Схема

питания ПС «Узюково» не позволяет обеспечивать надежное резервирование собственных нужд подстанции 500 кВ «Азот» при возникновении аварийных отключений и в периоды проведения ремонтных работ.

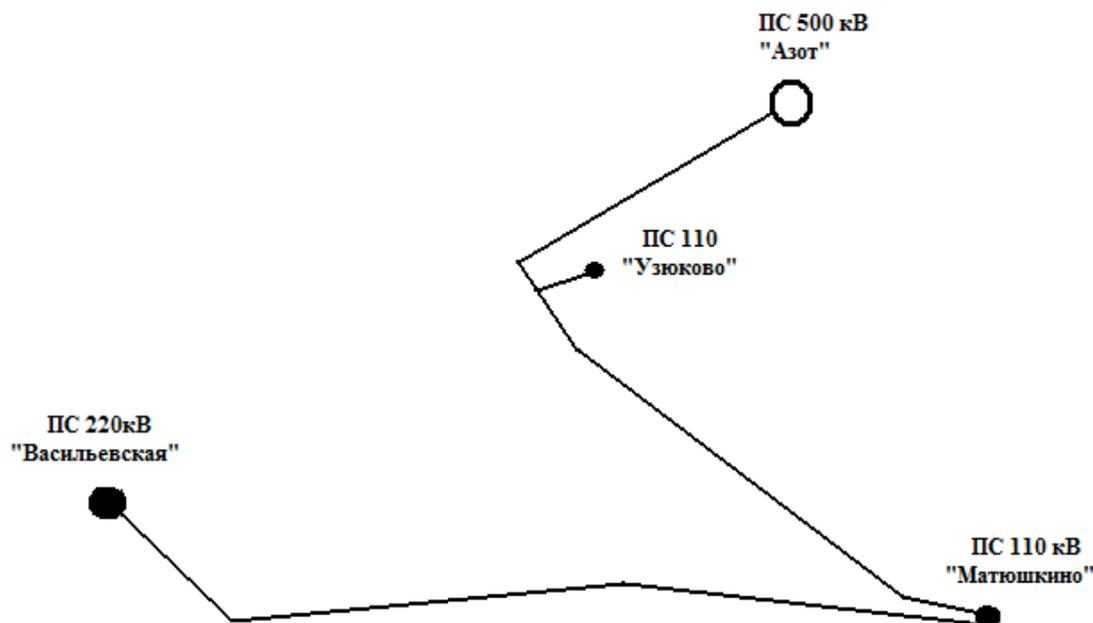


Рисунок 2.1 - Фрагмент карты-схемы ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино»

Проблема обеспечения надежного электроснабжения потребителей ПС 110 кВ «Узюково» может быть решена путем проектирования и строительства второй ВЛ 110 кВ между ПС 110/35/10 кВ «Матюшкино» и ПС 110/10 кВ «Узюково», что позволит осуществлять электроснабжение ПС «Узюково» от двух независимых источников, а как следствие позволит создать более гибкую оперативную схему электроснабжения.

Фрагмент карты-схемы варианта воздушной линии 110 кВ представлен на рисунке 2.2. Подключение ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ «Узюково» для уменьшения капиталовложений возможно отпайкой от ВЛ 110 кВ «Матюшкино-1» (питание от ПС 220 кВ «Васильевская»).

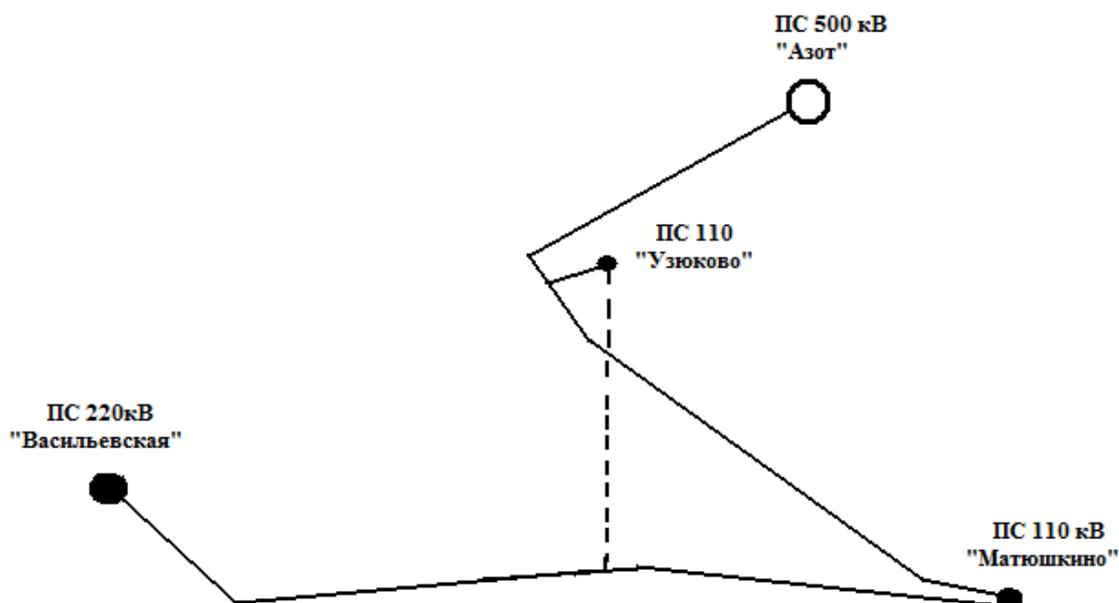


Рисунок 2.2 - Фрагмент карты-схемы строительства второй линии 110 кВ

Строительство новой ВЛ 110 кВ позволит обеспечить:

- создание более гибкой оперативной схемы электроснабжения потребителей;
- надежное резервирование собственных нужд ПС 500 кВ «Азот»;
- возможность присоединения к шинам 10 кВ ПС «Узюково» дополнительных потребителей.

Началом проектируемой ВЛ 110 кВ (Узюково-Матюшкино) является существующая ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино» с отпайкой на ПС «Узюково» длиной отпайки 0,68 км. Общая протяженность линии составит примерно 12,4 км и будет иметь общее направление юго-восток, углы поворота, пересекать грунтовые дороги, ВЛ 500 кВ.

Выбор трассы ВЛ выполняется на основе сравнения различных вариантов. При этом учитывается:

- природные особенности территории;
- состояние природной среды (загрязнение атмосферы, агрессивность грунта, подземных вод и т.д.);

- современное хозяйственное использование территории;
- ценность территории (природоохранная, культурная, национальная, особо охраняемые природные объекты и пр.);
- возможный ущерб причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде в результате сооружения ВЛ;
- условия строительства и эксплуатации.

Высокая конкуренция на рынке электросетевого строительства ставит новые задачи при проектировании ВЛ электропередачи. В современных условиях необходимы определенные требования к проектам воздушных линий, включая эффективное использование ресурсов: сокращение времени строительства, уменьшение площади постоянного и временного землеотвода, экономию материалов. Именно поэтому при выполнении проектов на смену типовому проектированию приходит индивидуальное проектирование, учитывающее условия конкретного объекта.

Для более рационального использования ресурсов, сокращения времени строительства воздушной линии и уменьшения капитальных вложений в проект к рассмотрению предлагается проведение реконструкции имеющейся ВЛ 110 кВ «Азот – Матюшкино» и подвес второй цепи 110 кВ от ПС 110 кВ «Матюшкино» до ПС 110 кВ «Узюково» отпайкой от ВЛ 110 кВ «Матюшкино-1».

Линия 110 кВ «Азот-Матюшкино» проходит по землям лесного фонда на территории Узюковского лесничества и землям населенного пункта с. Узюково. В настоящее время линия находится на холмистой и местности, поверхность которой покрыта в основном хвойным и смешанным лесом. План ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино» представлен на рисунке 2.3.

Ширина существующей просеки воздушной линии находится в пределах 20-50 метров. Лес представлен в районе ВЛ-110 кВ в основном такими породами как береза, сосна, ель. Высота основного массива деревьев

находится в пределах 16 - 27 метров. Диаметр ствола деревьев находится в пределах 10 - 42 см. Лес на участках, примыкающих к ВЛ, в основном густой.

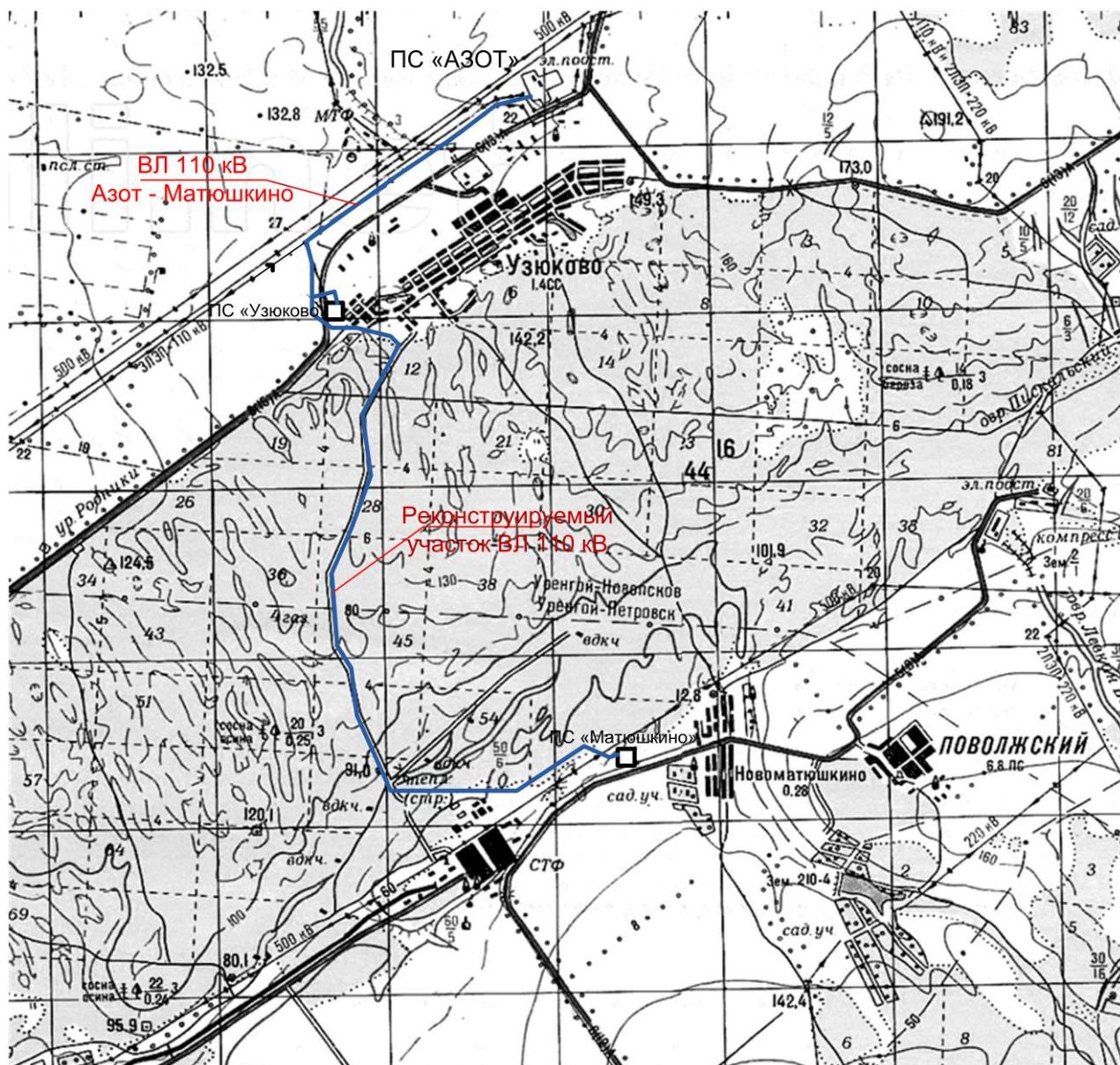


Рисунок 2.3 - План ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино»

ВЛ 110 к В «Азот-Матюшкино» введена в эксплуатацию в 1981 году. Расчетная мощность линии 32 МВА, используется провод АС-120. Тип изоляции ПС-6А, опоры металлические – 14 шт., железобетонные - 52 шт. Данные линии 110 кВ «Азот- Матюшкино» приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино»

ЛЭП	Длина L, км	U _{ном} , кВ	Число цепей, шт.	Марка провода
Азот - Матюшкино	20,4	110	1	АС – 120/19

В состав линии входят опоры: промежуточные опоры и анкерные опоры.

В качестве промежуточной опоры используется унифицированная железобетонная опора ПБ 110-1, выполненная по типовому проекту № 407-4-20/75 «Унифицированные железобетонные опоры ВЛ 110-330 кВ» [9]. Металлическая конструкция траверсы, тросостоек и закладных деталей выполнены из углеродистой стали марки ВСт 3 по ГОСТ 380-71*. Общий вид железобетонной опоры ПБ 110-1 представлен на рисунке 2.4. Для климатических условий участка расчетные параметры железобетонной опоры составляют: габаритные-285, ветровые – 325, весовой – 335 [30].

Анкерные опоры выполнены металлическими по материалам для проектирования 3.407-68/73 «Унифицированные стальные нормальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ» [10].

Также используются унифицированные отдельно стоящие железобетонные опоры на оттяжках.

Для подвеса второй цепи 110 кВ необходимо произвести реконструкцию опор № 32- 76 линии 110 кВ «Азот-Матюшкино». Для уменьшения стоимости и времени проектирования работы по реконструкции возможно производить по типовому проекту унифицированные железобетонные нормальные опоры типа ПБ 110-6. Унифицированная железобетонная опора типа ПБ 110-6 представлена на рисунке 2.5 [24, 27, 28].

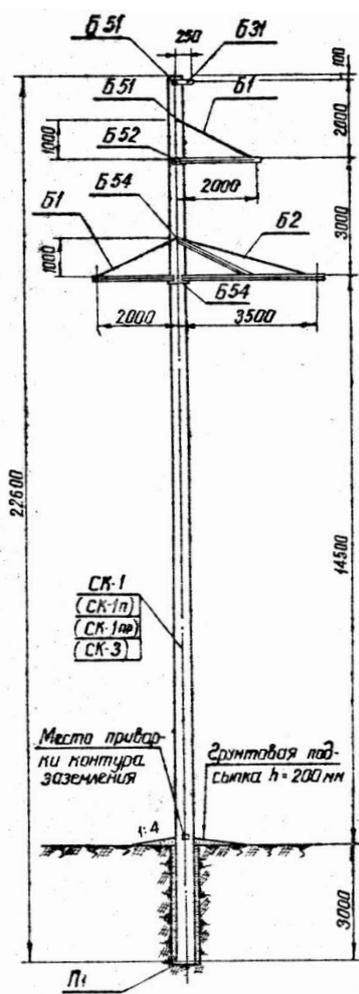


Рисунок 2.4 - Железобетонная опора

ПБ 110-1

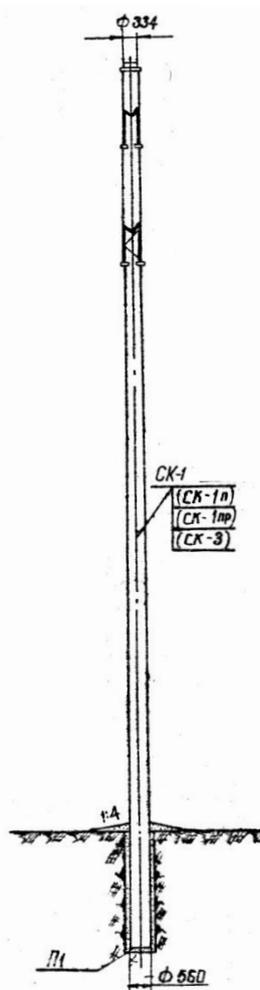


Рисунок 2.5 - Железобетонная опора

ПБ 110-6

Кроме того, согласно СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ «п.3.11. При проектировании должна предусматриваться защита строительных конструкций опор и фундаментов, включая тросовые оттяжки опор, от коррозии в соответствии с требованиями СП 72.13330.2016 Защита строительных конструкций от коррозии. При техническом перевооружении и реконструкции ВЛ необходимость выполнения (восстановления) защиты от коррозии существующих опор и фундаментов, оставляемых на трассе ВЛ, должна решаться проектной организацией по согласованию с заказчиком на основании анализа состояния

конструкций и защитных покрытий или в связи с изменением степени загрязнения атмосферы или агрессивности грунтовых вод» [7,12].

В рамках строительства ВЛ 110 кВ возникает необходимость производства реконструкции ПС 110 кВ «Узюково» с установкой второго силового трансформатора 6,3 МВА, а также, согласно действующих норм проектирования, монтаж двух ячеек 110 кВ. Фрагмент схемы реконструкции представлен на рисунке 2.6.

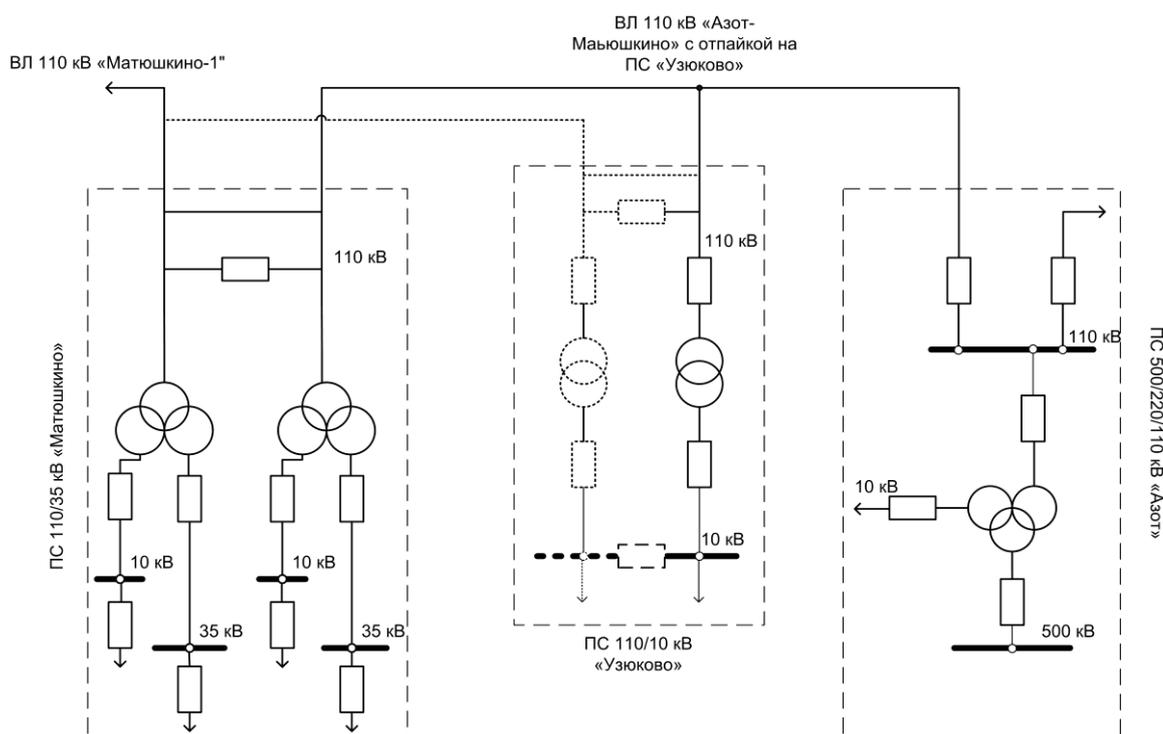


Рисунок 2.6 - Фрагмент схемы реконструкции ПС 110/10 кВ «Узюково»

В общем случае выбор количества трансформаторов на подстанции определяется составом потребителей, мощностью их нагрузки, количеством номинальных напряжений. Однако, как правило, в обычных условиях на подстанциях предусмотрена установка двух трансформаторов. При этом предполагается, что при аварийном выходе одного трансформатора, оставшийся будет обеспечивать нормальную нагрузку подстанции с учетом

допустимой перегрузки [20]. Все это позволит существенно повысить надежность электроснабжения потребителей ПС.

Реконструкция ВЛ 110 кВ дает возможность сократить сроки строительства ВЛ, уменьшить площадь отвода земли под опору и под ВЛ в целом, снизить расходы на эксплуатацию. Исполнение унифицированных конструкций сократит время проектных работ за счет адаптации существующих линий к условиям конкретной трассы ВЛ.

При выборе варианта обеспечения надежности собственных нужд ПС 500 кВ «Азот» одним из важнейших критериев является капитальные затраты и экономичность, т.е. снижение издержек на эксплуатацию системы [11, 14]. Оптимальность проектного решения при этом означает, что заданный производственный эффект (уровень надежности электроснабжения СН ПС 500 кВ «Азот») получается при минимально возможных затратах материальных ресурсов.

Для выполнения технико-экономических расчетов требуются показатели стоимости сооружения объектов электрической сети. В качестве таковых может быть использованы сметная стоимость объектов, установленная при проектировании аналогичных объектов, сооруженных в идентичных условиях. Однако в большинстве случаев возможность использования этих показателей отсутствует. Поэтому технико-экономические расчеты как правило, выполняются с использованием укрупненных показателей стоимости сооружения [16, 17].

Укрупненные показатели стоимости разрабатываются путем анализа сметной стоимости сооружения реальных объектов с учетом наиболее передовой технологии производства строительно-монтажных работ, внедрения индустриальных методов производства работ, повышения механизации работ и унификации строительных конструкций [18].

Определим ориентировочные укрупненные показатели стоимости линии электропередачи и подстанции.

Укрупненные показатели стоимости линий электропередачи составлен с учетом технико-экономических показателей унифицированных конструкций и фундаментов.

В стоимость 1 км линии электропередачи включены строительные и монтажные работы по линиям, оборудование, временные сооружения, вырубка просек, приобретения, непредвиденные расходы, затраты на содержание дирекции и проектно-изыскательные работы.

Для определения укрупненных показателей стоимости проекта используется СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ [13].

Протяженность реконструируемого участка ВЛ 110 кВ «Азот-Матюшкино» составит 12,4 км, учитывая укрупненные показатели в соответствии с [13] для ВЛ-110 кВ с учетом территориального коэффициента (для Самарской области 1,0) стоимость проекта составит 19840 тыс. руб.

Не рассматривая вопрос о необходимости местного резервирования СН ПС 500 кВ «Азот» от автономного источника питания (полагаем, что он уже установлен), определим границы экономической целесообразности централизованного и местного резервирования электроснабжения собственных нужд ПС 500 кВ «Азот». Поэтому при местном резервировании СН ПС 500 кВ «Азот» капитальные вложения в реконструкцию ПС 110/10 кВ «Узюково» могут быть снижены, так как при местном резервировании, расширение ОРУ -110 кВ и установка второго трансформатора на ПС «Узюково» не требуется.

2.2 Вариант 2 - резервирование собственных нужд подстанции с применением систем накопления энергии на основе Li-ion аккумуляторных батарей

На современных и ответственных подстанциях в настоящее время принята схема питания СН от источников бесперебойного питания (ИБП), когда аккумуляторная батарея (АБ) эксплуатируется в буферном режиме и при переходе с питания от ТСН на питание от ИБП отсутствуют какие-либо искажения в выходном напряжении питания собственных нужд. Схема питания собственных нужд ПС от источника бесперебойного питания представлена на рисунке 2.7 [22, 26].



Рисунок 2.7 - Схема питания собственных нужд ПС от ИБП

Учитывая современное состояние производства АБ, а также требование максимальной надежности ИБП, принято решение применить на ПС «Азот» модульное исполнение ИБП с одним избыточным модулем (рисунок 2.8) [25].

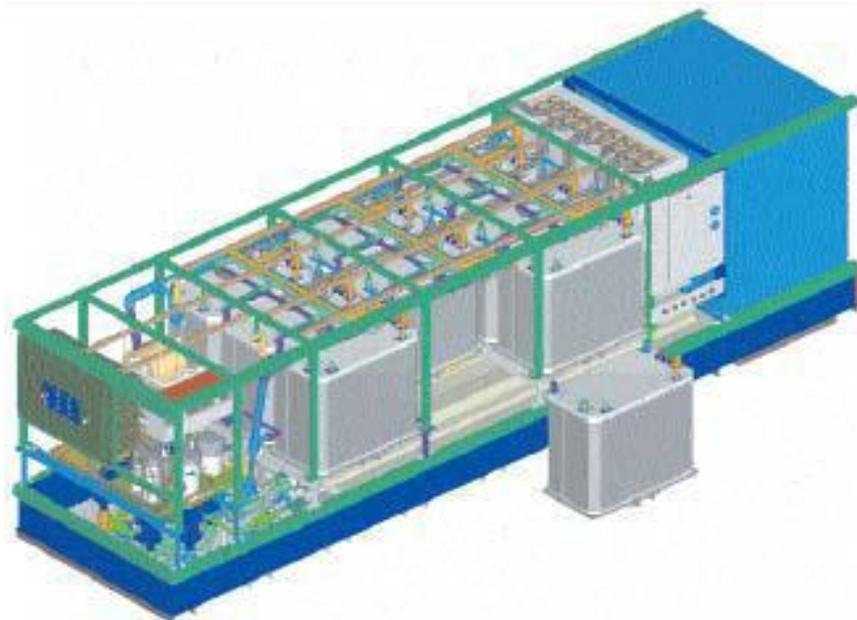


Рисунок 2.8 - Модульное исполнение источника бесперебойного питания с системой управления

Питание ИБП осуществляется от двух источников, схема СН ПС 500 кВ «Азот» с применением ИБП представлена на рисунке 2.9. При построении схемы резервного питания собственных нужд ИБП подключается к 1 и 2 шш 0,4 кВ и находится в буферном режиме. При потере питания от одного из питающих секции ТСН-1 (2) ИБП принимает нагрузку, обеспечивая непрерывно потребителей собственных нужд ПС.

В качестве АБ на ПС «Азот» применяем аккумуляторные батареи на основе Li-ion аккумуляторов [13]. К их достоинствам можно отнести: высокие удельные характеристики, герметичность, большое количество циклов заряд/разряд (до 4000) и т. д. Производятся аккумуляторы емкостью до 300 А·ч (и более), существуют и опытные образцы емкостью до 1000 А·ч. Преимущество установки ИБП собственных нужд ПС на основе li-ion АБ заключается в том, что промышленно выпускаемые аккумуляторы практически не требуют обслуживания и удобны с точки зрения потребления накопленной энергии.

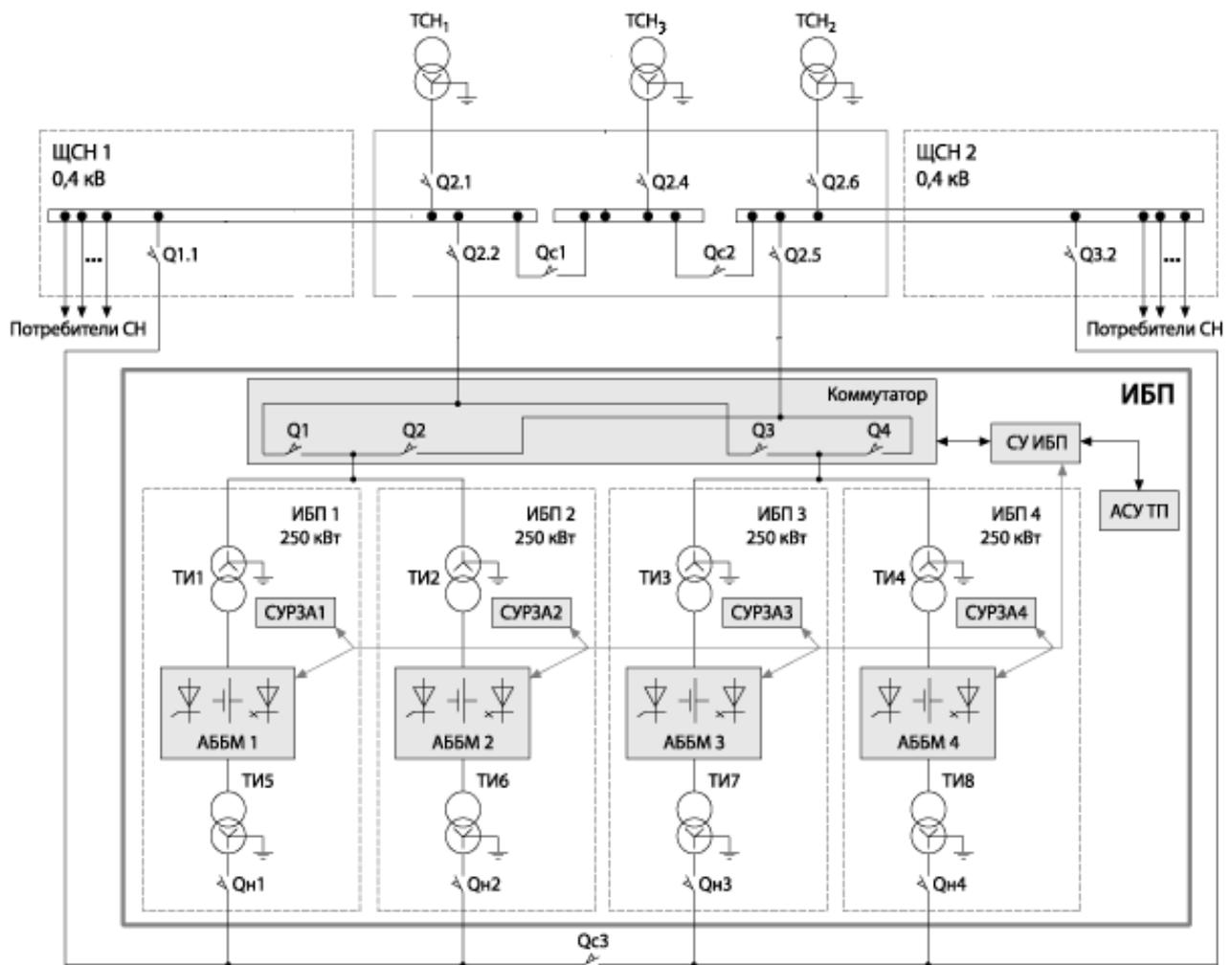


Рисунок 2.9 - Принципиальной схемы питания потребителей СН ПС 500 кВ «Азот» с применением ИБП

(ТИ – трансформатор изолирующий; СУРЗА – система управления РЗА)

К недостаткам использования данной системы можно отнести:

- высокую кратковременную мощность можно получить только при очень большой емкости АБ, что обуславливает большие размеры и массу накопителя;
- уменьшение емкости АБ в процессе циклов зарядки-разрядки, что ограничивает срок службы;
- наличие экологически опасных материалов (кислота, свинец, кадмия и пр.);

- система накопления энергии на основе Li-ion аккумуляторных батареях имеет достаточно высокую стоимость.

Рассчитаем приведенные затраты схемы СН ПС «Азот» с применением систем накопления энергии.

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения одним из важнейших критериев является экономичность, т.е. снижению издержек на эксплуатацию системы. Оптимальность проектного решения при этом означает, что заданный производственный эффект (уровень надежности электроснабжения СН ПС) получается при минимально возможных затратах материальных ресурсов [34].

Для последующего определения оптимального варианта из некоторого числа возможных, обеспечивающих выполнение технического задания, необходимо вычислить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического объекта. В связи с этим, для определения технико-экономических параметров СН, кроме анализа технических параметров, представленных в пункте 2.2., необходимо произвести экономический расчет. Расчет проведем в ценах на 2010 год. Так как целью расчета является сравнение, а пропорции приблизительно остаются такими же, то, следовательно, можно на него опираться при выборе варианта источника резервного питания собственных нужд ПС 500 кВ «Азот».

Если строительство и пуск в эксплуатацию осуществляются в течение одного года, то приведенные затраты будут вычисляться по формуле (2.1):

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} K_t + I_t \times (1 + E_{\text{н.п.}})^{1-t} \quad , \quad (2.1)$$

где $E_{\text{н.п.}}$ – нормативный коэффициент дисконта;

K_t, I_t – капитальные затраты и годовые издержки, руб.;

t – текущий год строительства и эксплуатации объекта;

дисконтированные затраты приводятся к началу расчетного периода ($t = 1$).

Расчет экономической эффективности СН включает следующие показатели:

1. Расчет капитальных затрат схемы
2. Расчет годовых эксплуатационных расходов (издержек) схемы.

Для определения капитальных вложений и издержек эксплуатации СН используем укрупненные показатели стоимости элементов системы:

$$K = 12300000 \text{ руб.}$$

Годовые издержки по эксплуатации СНЭ вычисляются по формуле (2.2):

$$I_{\text{экспл}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{фот}} + I_{\text{соц.нал.}} + I_{\text{т.б.}}$$

(2.2)

Так как СН на Li-ion АБ не нуждаются в ремонте в течение всего срока службы, и необходимо проводить только осмотры, то на их обслуживание выделяется меньшее количество человеко-часов и одного рабочего.

Годовые амортизационные отчисления, формула (2.3):

$$I_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^k \frac{P_i \cdot K_i}{100} = \frac{P_{\text{эл}} \cdot K}{100}$$

(2.3)

где $P_{\text{эл}}$ – норма амортизации по электрической части схемы (2,9%).

$$I_{\text{ам}} = \frac{2,9 \cdot 12300000}{100} = 356700 \text{ руб/год.}$$

Фонд оплаты труда будет:

$$I_{\text{фот.}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 224760 \text{ руб./год.}$$

Отчисления в единый социальный налог определяются процентом от всей суммы фонда оплаты труда и определяется по формуле (2.4):

$$I_{\text{соц}} = I_{\text{фот}} \cdot O_{\text{соц}}/100 \quad ,$$

(2.4)

где $O_{\text{соц}} = 30,1\%$ - процент отчислений на социальные нужды.

$$I_{\text{соц.}} = 21230 \cdot 30,1/100 = 76682.76 \text{руб.}$$

Издержки определяются по формуле (2.5)

$$I_{\text{ТБ}} = N_{\text{ТБ}} \cdot Ч_{\text{раб}} \quad ,$$

(2.5)

где $N_{\text{ТБ}} = 6200$ – годовая норма расхода средств техники безопасности и охраны труда на 1 рабочего, руб.;

$Ч_{\text{раб}}$ – численность рабочих, занятых на ремонте.

$$I_{\text{ТБ}} = 6200 \text{руб}$$

$$I_{\text{экспл.}} = 356700 + 224760 + 76682.76 + 5556 = 663698.76 \text{ руб.}$$

Дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического объекта:

$$Z = \frac{1}{t=1} 12300000 + 663698 \times 1 + 0.08 = 14001000, \text{ руб.}$$

При производстве дальнейших расчетов по обоснованию выбора варианта источника резервного питания СН ПС, расчет будет осуществляться на основе минимума суммарных (интегральных) дисконтных затрат.

2.3 Вариант 3 - дизель-генераторная установка как источник автономного питания собственных нужд ПС 500 кВ «Азот»

Рациональным способом решения проблемы резервного электроснабжения собственных нужд энергетических объектов (особенно подстанций 330-750 кВт) является применение средств малой автономной электроэнергетики, в том числе и дизель-генераторных установок (ДГУ), которые нашли широкое применение в промышленности, строительстве, сельском и коммунальном хозяйствах. Они работают на предприятиях, в воздушных, морских и речных портах, в энергоблоках больниц, фермерских хозяйств, в системах аварийного энергоснабжения, на объектах оборонного комплекса – везде, где необходима электроэнергия, а сеть или удалена или работает с перебоями [35]. ДГУ обладают высокой экономичностью, устойчивой работой, лёгким и быстрым запуском.

Недостаток: сравнительно небольшой моторесурс, т. е. срок работы агрегата до капитального ремонта. Стационарные дизели комплектуются главным образом синхронными генераторами.

Таким образом, на основании анализа источников [15, 19, 29, 31-35] ДГУ способны обеспечить гарантированное резервное энергоснабжение в аварийных ситуациях, после прекращения подачи электричества по центральной линии. Это гарантирует надежность и безопасность работы СН ПС 500 кВ «Азот».

Выполним экономическую оценку применения дизель-генераторной установки для резервирования СН ПС 500 кВ «Азот» на основании методики, приведенной в [18, 19].

Критерием для выбора варианта автономного источника резервного питания собственных нужд подстанции 500 кВ «Азот», таких как ИБП и ДГУ, обеспечивающих одинаковый эффект по техническим показателям резервного электроснабжения СН, является минимум суммарных дисконтированных

приведенных затрат. Поэтому приведенные затраты для ДГУ так же, как и для ИБП, рассчитываются по формуле (2.1).

Капитальные вложений в новый объект определяются суммированием стоимости оборудования ($K_{обор}$), строительно-монтажных работ ($K_{смр}$) и прочих затрат ($K_{пр}$) и определяются по формуле (2.6):

$$K_{\Sigma} = K_{обор} + K_{смр} + K_{пр}. \quad (2.6)$$

Для последующего сопоставления вариантов рассчитаем суммарную величину капитальных вложений в схему резервного электроснабжения с применением ДГУ.

При определении цен на оборудование, указанных в таблице 2.2, используем данные полученные на действующих предприятиях и реальными отпускными ценами поставщиков [31, 35].

Таблица 2.2 – Стоимость оборудования ДГУ

Элементы схемы	Количество, шт.	Сметная стоимость оборудования с учетом строительных работ, тыс. руб.	
		Единичная	Общая
Дизель-генератор FG Wilson P800	1	4750000	4750000
Контейнер для ДЭС ДЭУ 800-Т400-2РН	1	868000	868000
Шкаф АВР	1	389000	389000
Итого:			6007000

Суммарные капитальные вложения в ДГУ:

$$K_{\square} = 6007000 + 174000 + 76000 = 6257000 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные издержки определяются по формуле (2.7):

$$I_{\text{экспл}} = I_{\text{топл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{э.пл.}} + I_p + I_{\text{т.б.}}$$

(2.7)

Годовые амортизационные отчисления определяем исходя из первоначальной стоимости основных фондов и полных норм амортизации на реновацию, по формуле (2.8):

$$I_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^k \frac{P_i \cdot K_i}{100} = \frac{P_{\text{эл}} \cdot K}{100}$$

(2.8)

где $P_{\text{эл}}$ – норма амортизации по электрической части схемы (2,9%);

$$I_{\text{ам}} = \frac{2,9 \cdot 6257000}{100} = 181453 \text{ руб} / \text{год}$$

Определим расходы на заработную плату по формуле (2.9):

$$I_{\text{з.пл.}} = I_{\text{з.пл.осн.}} + I_{\text{з.пл.доп.}} + I_{\text{з.пл.соц.}}$$

(2.9)

$$I_{\text{з.пл.осн.}} = n_{\text{экс}} \times \Phi = 2 \times 6200 \times 12 = 148800 \text{ руб./год},$$

где $n_{\text{экс}}=2$ – численность эксплуатирующего персонала ПС;

Φ – фонд заработной платы, руб./чел.×год ;

$$I_{\text{з.пл.доп.}} = 0,1 \times I_{\text{з.пл.осн.}} = 0,1 \times 148800 = 14880 \text{ руб./год};$$

$$I_{з.пл.соц.} = 0,385 \times (I_{з.пл.осн.} + I_{з.пл.доп.}) = 0,385 \times (148800 + 14880) = 63017 \text{ руб./год};$$

$$I_{з.пл.} = 148800 + 14880 + 63017 = 226697 \text{ руб./год.}$$

Определим расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, по формуле (2.10):

$$I_p = 1,15 \times I_{ам} / 100 = 1,15 \times 181453 / 100 = 2087 \text{ руб./год.} \quad (2.10)$$

Издержки на охрану труда и технику безопасности определяются по формуле (12):

$$I_{ТБ} = N_{ТБ} \cdot Ч_{раб} \quad (2.11)$$

где $N_{ТБ} = 6200$ – годовая норма расхода средств техники безопасности и охраны труда на 1 рабочего, руб.;

$Ч_{раб.}$ – численность рабочих, занятых в ремонте.

$$I_{ТБ} = 6200 \text{ руб.}$$

Определим общие эксплуатационные издержки:

$$I_{экспл} = 8517 + 181453 + 226697 + 2087 + 6200 = 424954 \text{ руб./год.}$$

На основании сделанных расчетов составляется смета затрат годовых расходов (издержек) (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Сводная таблица издержек

Статья затрат	Индекс затрат	Сумма затрат, руб.
1. Амортизационные отчисления	$I_{ам}$	181453
2. Фонд оплаты труда	$I_{з.п.}$	226697
3. Стоимость дизельного топлива для ДЭС	$I_{топл}$	8517
4. Издержки на ремонт и эксплуатацию	$I_{р.}$	2087
5. Издержки на охрану труда и технику безопасности	$I_{т.б.}$	6200
Итого:	$I_{экспл}$	424954

Суммарные дисконтированные затраты по варианту 3 – установка ДГУ в качестве источника автономного питания на ПС 500 кВ «Азот» определяются по формуле (2.1):

$$З = \frac{1}{t=0} [6257000 + 424954 \times 1 + 0.08] = 7216510 \text{ руб.}$$

Основные данные и характеристики ДГУ, устанавливаемой на ПС 500 кВ «Азот» [35]:

Тип (модель, заводское обозначение) - двигатель-4006TAG3A, генератор-LL7024P

Производитель (завод-изготовитель) - АнглияFGWILSON

Модель генераторагенератор-Leroy-somer

Тип пульта (щита) управления - ПУРВ 2.0

Тип кожуха/контейнера - ДЭСК-640

Номинальная (рабочая) мощность - 640/800 кВт/кВА

Номинальное напряжение - 380 В

Количество фаз - 3

Номинальная частота - 50 Гц

Объем топливного бака - 1449 л

Расход топлива при 100% нагрузке - 163 л/ч

Время работы с имеющимся запасом топлива при 100% нагрузке - 3 часа

Исполнение (стационарный/передвижной) - стационарный

Полная масса (с прицепом) – 8400

Габариты (с прицепом) - 6000x2500x2900

2.4 Показатели финансово-экономической эффективности вариантов источника автономного питания

При сопоставлении двух и более альтернативных вариантов, обеспечивающих равные результаты по годам, в качестве критерия оптимальности варианта принят критерий минимума суммарных (интегральных) дисконтированных затрат за расчетный период:

$$Z_{\Sigma} \rightarrow \min.$$

Сравнивая суммарные дисконтированные затраты по вариантам 1-3 можно сделать вывод, что ДГУ является более рациональным вариантом по экономическим показателям:

$$Z_{\text{СНЭ}} > Z_{\text{ДГУ}}.$$

Проверим лучший вариант по другим приведенным критериям. Определим чистую текущую стоимость проекта (или ЧДД, или NPV) согласно формуле 2.12:

$$\text{ЧДД} = \text{ИЗ}_{\text{СНЭ}} + \text{ИЗ}_{\text{ДГУ}} + \sum_{i=1}^n \frac{\text{ДПр}_{di}}{1+d/100}^i = \text{ИЗ}_{\text{СНЭ}} - \text{ИЗ}_{\text{ДГУ}} + \sum_{i=1}^n \text{ДПр}_{di}, (2.12)$$

где $\text{ИЗ}_{\text{СНЭ}}$ и $\text{ИЗ}_{\text{ДГУ}}$ - стоимость приобретаемого оборудования;

ДПр – дополнительная прибыль при использовании нового оборудования;

d - ставка дисконта 10%.

Дополнительная прибыль:

$$\text{ДПр} = -\Delta N_{\text{имт}} + \Delta \text{Пр}_{\text{зт}} = -124969 + (-1669) = -126638 \text{ руб.},$$

Дисконтированная дополнительная прибыль:

$$ДПр_{dt} = \frac{ДПр_t}{(1+d/100)} = -140708 \text{ руб.},$$

$$ЧДД = 12300000 - 6257000 + (-140708) = 5902292 \text{ руб.}$$

На основании проведенных исследований и сравнения технико-экономических показателей, вариантов источника автономного резервного питания собственных нужд подстанции 500 кВ «Азот» сделан вывод: к дальнейшей разработке принимается установка в качестве источника резервного питания дизель-генераторная станция контейнерного типа.

3 Применение дизель-генераторной установки в качестве источника автономного питания собственных нужд ПС 500 кВ «Азот»

3.1 Основные требования по размещению ДГУ

Одним из важных этапов проектирования системы гарантийного электроснабжения является выбор места будущей эксплуатации дизельной электростанции (дизель-генераторной установки или ДГУ).

Как правило дизельные электростанции поставляются в собранном виде. Их силовые агрегаты (двигатель, генератор) расположены соосно. Контейнер ДГУ должен быть жестко закреплен на правильно подготовленном фундаменте. Идеальным фундаментом является железобетонная подушка [34].

Выделить и правильно оснастить помещение для ДГУ в построенном и эксплуатируемом здании, как правило, бывает проблематично, поэтому дизельную электростанцию приходится размещать вне здания. В этом случае возможны два варианта размещения в специальном контейнере. Размещение дизельной электростанции в контейнере более предпочтительно, т.к. такое решение обеспечивает более надежную защиту и от влияния погодных условий, и от разного рода возможных несанкционированных действий.

При необходимости увеличить время непрерывной работы дизельной электростанции, в контейнер может быть установлен дополнительный топливный бак.

Для снижения распространения механических вибраций при работе двигателя дизельный генератор должен быть снабжен амортизаторами.

3.2 Расположение ДГУ на территории ПС «Азот»

Площадка для установки ДГУ расположена на существующей подстанции 500/220/110/10 кВ «Азот», которая представляет собой территорию, застроенную зданиями и сооружениями действующей ПС.

Для резервирования собственных нужд подстанции предусмотрена установка контейнерной дизель-генераторной станции мощностью 640 кВА.

Основанием фундамента служит суглинок пылеватый макропористый I типа просадочности. Грунтовые воды находятся на глубине более 11 метров. Для установки дизель генераторной станции в блок-контейнере предлагается использование фундамента ленточного типа из бетонных блоков с монолитным ростверком и установкой металлических закладных деталей для крепления модуля здания. Вокруг здания выполняется бетонная отмостка.

Выполнение строительно-монтажных работ по установке ДГУ на территории ПС предусматривается без погашения оборудования подстанции. Вывод оборудования подстанции, невозможен по условиям надежности электроснабжения потребителей. В связи с этим расположение площадки для установки блок-контейнера дизельной электростанции должно быть удобным для производства монтажных работ, подвоза топлива в процессе эксплуатации. План расположения площадки ДГУ представлен на рисунке 3.1.

Расположение площадки на территории ОРУ-110 кВ ПС 500 кВ «Азот» позволит производить монтажные работы по установке блок-контейнера дизельной электростанции без отключения оборудования ОРУ-110. Также удастся соблюсти безопасные расстояния до токоведущих при применении грузоподъемной техники. Кроме того в непосредственной близости расположены двустворчатые ворота, что позволит обеспечить беспрепятственный подвоз ГСМ к блок-контейнеру электростанции.

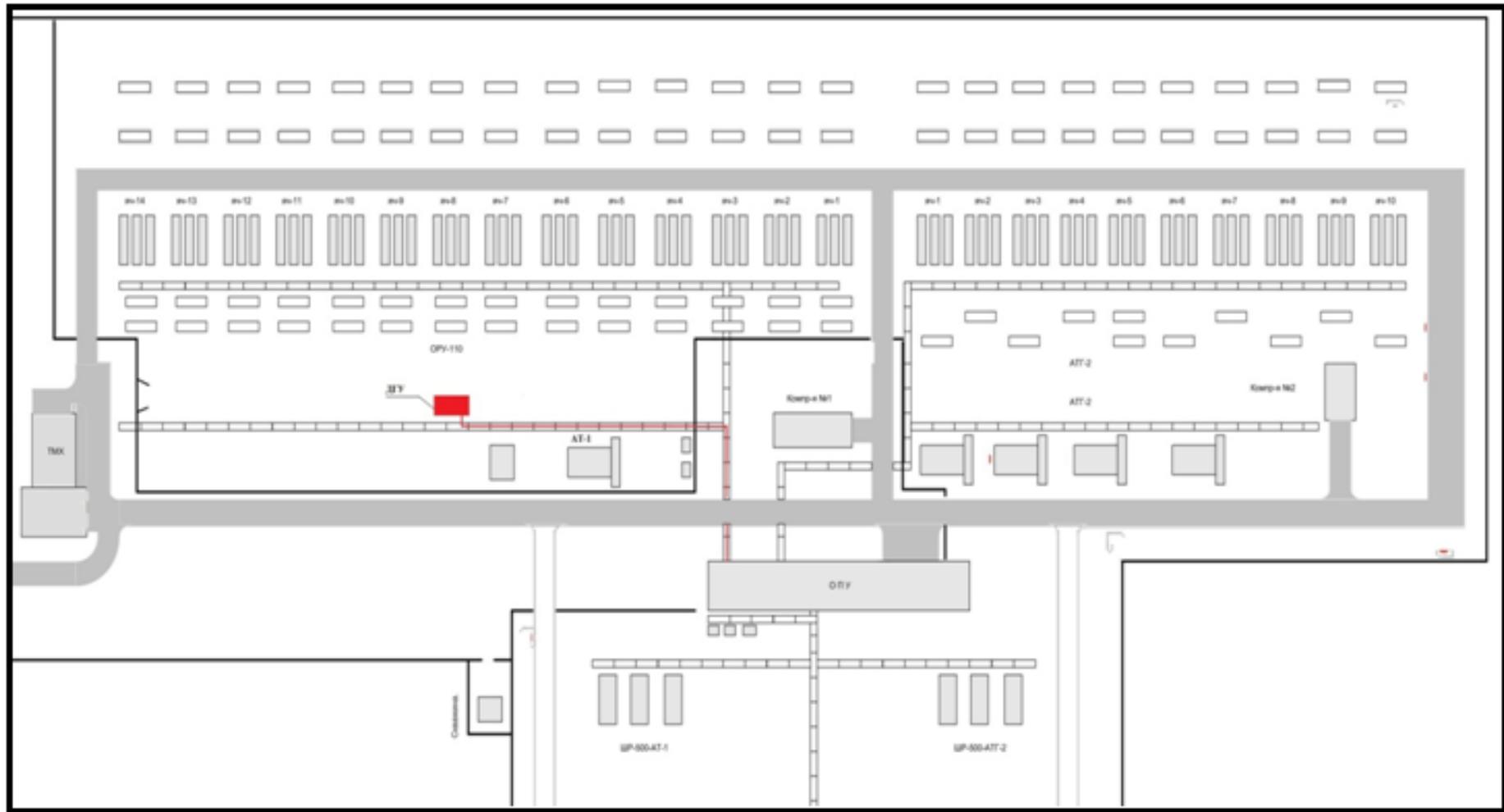


Рисунок 3.1 - План расположения площадки ДГУ на территории ПС «Азот»

3.3 Объемно-планировочные конструктивные решения

Дизельная электростанция запроектирована в металлическом блок-контейнере, в котором полностью смонтировано электротехническое оборудование, все первичные и вторичные соединения. Внутри контейнера размещается дизель-генераторный агрегат, шкафы управления и автоматики, шкаф АВР, аккумуляторные батареи, расходная емкость ГСМ [35].

Внешнее подключение выполняется силовыми кабелями через установленные уплотнения или сальники, предусмотренные в боковой стене модуля.

В ДЭС выполнено общее заземляющее устройство, которое после установки подсоединяется к общему заземляющему устройству ПС.

Закрытый контейнерный тип электростанции с внутренним обслуживанием обеспечит удобное и безопасное обслуживание оборудования в любое время года. Общий вид комплектации дизельной электростанции контейнерного типа FG Wilson представлен на рисунке 3.2.

Применяемая генераторная установка имеет систему жидкостного охлаждения с радиатором и вентилятором, приводимым в действие двигателем установки, температура воздуха на выходе системы охлаждения не превышает $+55^{\circ}\text{C}$. Установка имеет систему электрического запуска от штатной аккумуляторной батареи (с рабочим напряжением 12 В или 24 В).

Система глушения выхлопных газов включает стандартный глушитель выхлопных газов -9dB с патрубком изменяемой конфигурации. Отвод выхлопных газов из помещения, где установлена ДГУ, производится с помощью штатной выхлопной трубы. В качестве вариантного исполнения может быть поставлен ДГУ с глушителями повышенной эффективности (-29dB и -40dB).

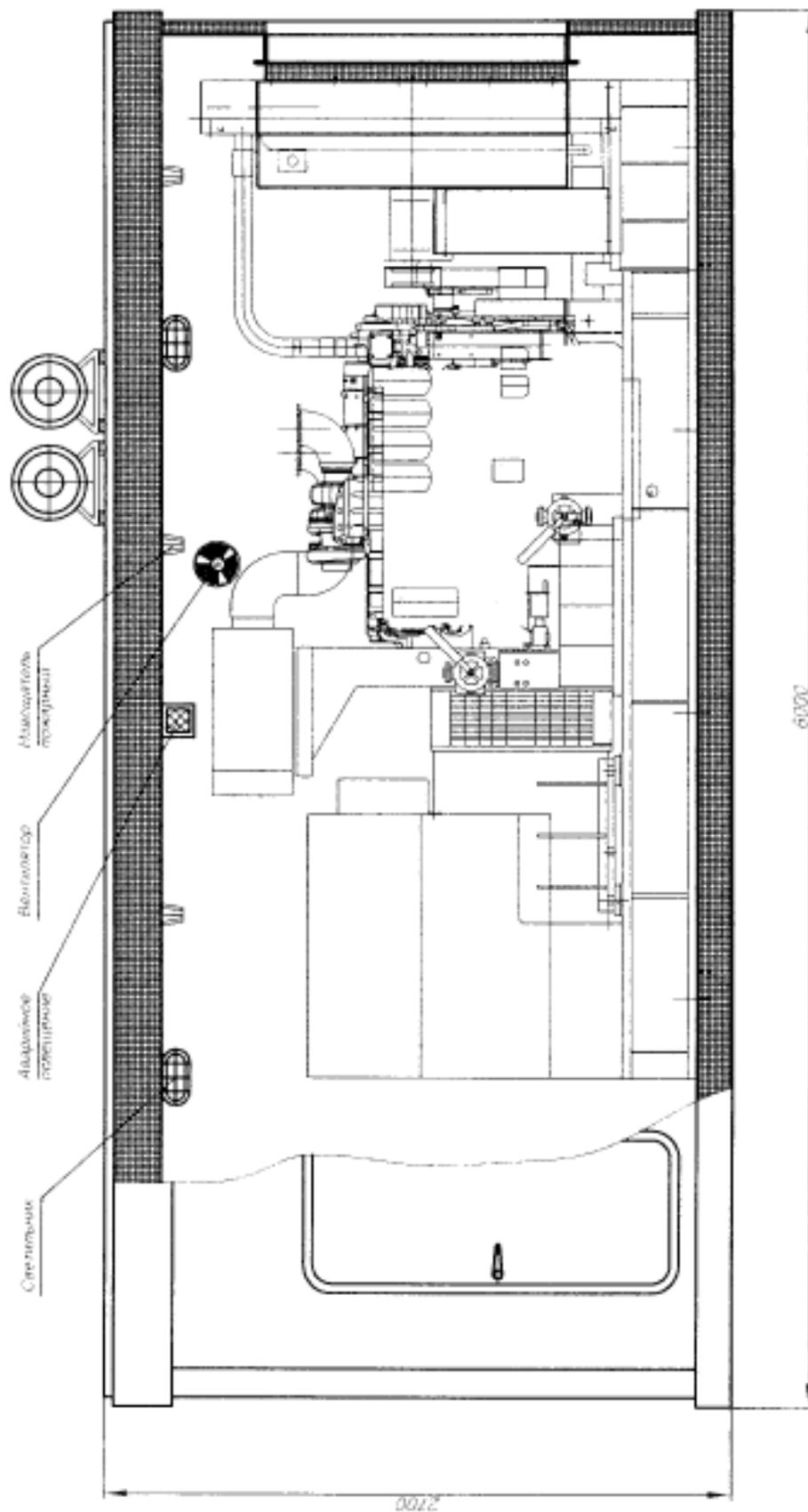


Рисунок 3.2 - Общий вид комплектации дизельной электростанции контейнерного типа FG Wilson

Двигательная установка имеет воздушный, масляный, топливный фильтры, электронный регулятор частоты вращения двигателя с точностью не хуже $\pm 1\%$. Система автоматического управления двигателем предусматривает его защиту и аварийный останов ДГУ при низком давлении масла и высокой температуре охлаждающей жидкости. Конструктивно двигательная установка и генератор с панелью управления размещены на трех опорах на несущей раме с антивибрационными демпферами, обеспечивающими уровень поглощения колебаний не менее 96%.

Выбор марки дизельного топлива осуществляется в зависимости от графика температур для местности где устанавливается электростанция. При необходимости, проектом внешнего топливозапасника должен быть предусмотрен подогрев дизельного топлива до температуры, превышающей температуру его застывания.

3.4 Составление схемы электрических соединений СН подстанции «Азот» с применением ДГУ

Использование автономной дизель-генераторной станции, включающей в состав шкаф АВР, позволяет обеспечить гарантированное резервирование собственных нужд ПС 500 кВ «Азот» с сохранение питания резервного ТСН-3 от Ф-7 ПС 110 кВ «Узюково». Такая схема позволяет эксплуатировать дизель-генераторную электростанцию в режиме автоматического резерва, что позволяет увеличить моторесурс двигателя.

ГУ подключается по стороне 0,4 кВ между ТСН-3 и 3секцией шин 0,4 кВ СН ПС 500 кВ «Азот». Схема электрических соединений СН ПС с применением автономного источника резервного питания (ДГУ) представлена на рисунке 3.3.

На рисунке 3.4 приведена схема включения ДГУ в нормальном режиме работы СН подстанции «Азот» при сохранении централизованного электроснабжения резервного трансформатора собственных нужд ТСН-3 от Ф-7 ПС 110/10 кВ «Узюково».

На рисунке 3.5 приведена схема включения ДГУ в аварийном режиме работы СН подстанции «Азот» при возникновении аварийного режима с переходом на автономное электроснабжение от ДГУ при выходе его на рабочую частоту.

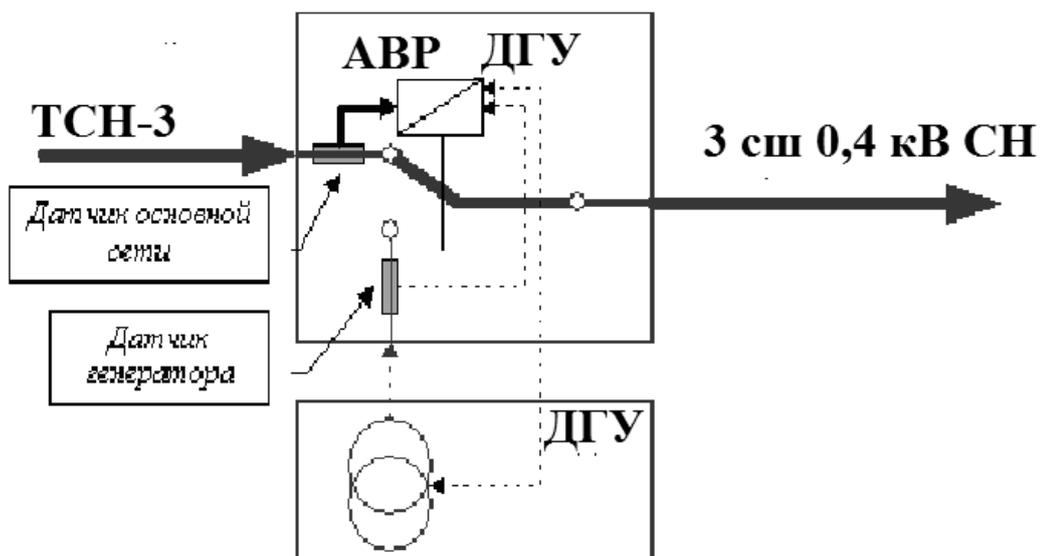


Рисунок 3.4 - Схема включения ДГУ в нормальном режиме работы СН подстанции «Азот»

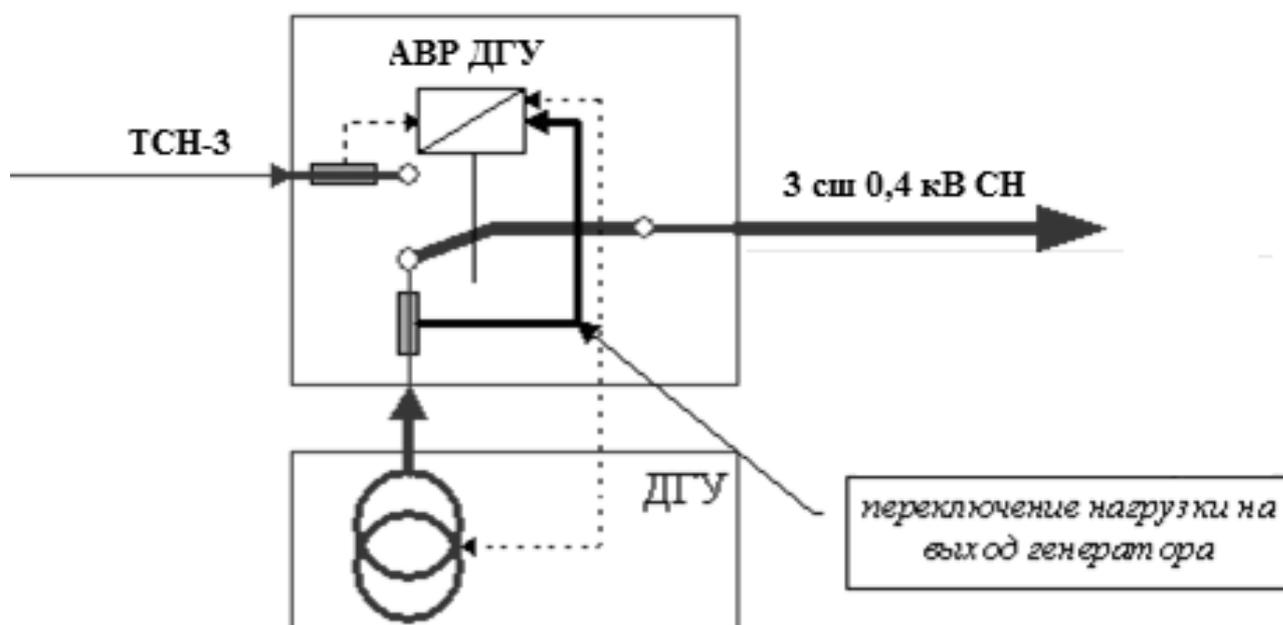


Рисунок 3.5 - Схема включения ДГУ в аварийном режиме работы СН подстанции «Азот» (автономное электроснабжение от ДГУ)

Когда авария будет устранена блок управления ДГУ по команде от датчика состояния входной сети переключает контактором нагрузку к 3 сш 0,4

кВ СН подстанции «Азот». На рисунке 3.6 приведена схема резервного электроснабжения СН ПС «Азот» при устранении аварии. Через 2 минуты происходит автоматическое гашение двигателя ДГУ. За этот период генератор и двигатель ДГУ охлаждаются и установка опять готова к работе.

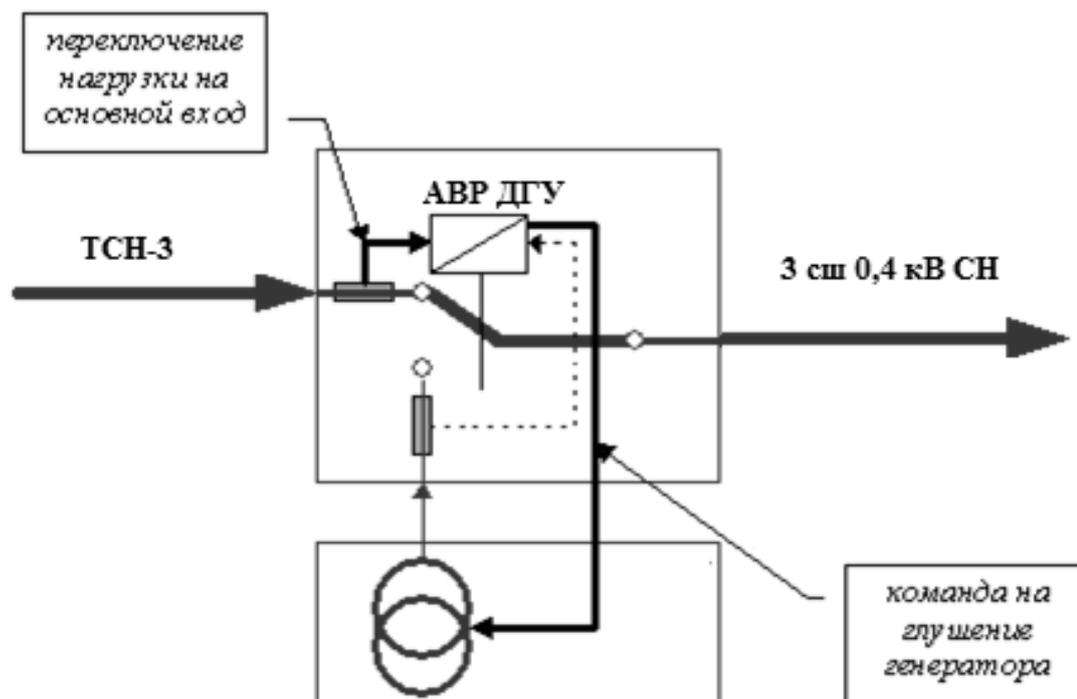


Рисунок 3.6 - Схема резервного электроснабжения СН ПС «Азот» при устранении аварии

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Единая национальная энергетическая система (ЕНЭС) как сложная система, состоящая из подсистем генерации, передачи, распределения, преобразования, потребления и управления, которые находятся в электрической взаимосвязи и технологическом (режимном) взаимодействии.

При обеспечении потребителя электроэнергией отвечающей его категории надежности возникает необходимость обеспечить соответствующую надежность каждой из подсистем электрической сети. Которая является сложным техническим объектом, рассредоточенным в пространстве и открытым к внешним воздействиям (техногенным, климатическим, актам вандализма и т.п.), что обуславливает достаточно высокую частоту отказов в работе распределительных сетей, станций и подстанций.

В работе подстанции, как одним из элементов подсистемы ЕНЭС, большое значение занимает надежность электроснабжения приемников электрической энергии собственных нужд подстанций, отвечающих за поддержание технологических режимов и работоспособности основного и вспомогательного оборудования подстанции.

Проведенные в диссертационной работе исследования можно рассматривать как комплексное решение проблемы обеспечения надежности электроснабжения приемников собственных нужд ПС 500 кВ «Азот» и как следствие надежность работы подстанции в целом.

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. Произведен анализ действующей схемы подстанции 500 кВ «Азот» с учетом обеспечения надежности электроснабжения потребителей собственных нужд подстанции в аварийном и ремонтном режиме.
2. Рассмотрены основные нормативные требования применяемых при проектировании схем собственных нужд подстанции.

3. Приведено обоснование проектирования резервного источника питания потребителей собственных нужд ПС 500 кВ «Азот». Представлен анализ отказов с погашением собственных нужд на подстанциях ЕНЭС за последние 10 лет. На основании которого определены требования к резервным источникам питания собственных нужд ПС.

4. Произведены исследования по применению различных схем резервирования собственных нужд, с построением схем, удовлетворяющих нормативным требованиям к резервным источникам питания. Рассмотрена целесообразность применения различных вариантов источников резервного питания СН. Выбран наилучший вариант с точки зрения надежности электроснабжения потребителей собственных нужд при возникновении аварийных режимов работы системы.

5. Произведены расчеты экономического обоснования эффективности применения вариантов автономных источников резервного питания СН. По результатам расчетов выбран оптимальный вариант.

6. Разработан проект по применению автономного стационарного источника резервного питания собственных нужд ПС. В котором производится техническое обследование электроустановки и потребителей собственных нужд ПС для разработки структурной схемы резервного электроснабжения СН.

Решенные в работе задачи позволяют перейти к практическому применению полученных результатов для повышения надежности электроснабжения приемников собственных нужд. Повышение надежности собственных нужд подстанции позволит увеличить надежность работы подстанции 500 кВ «Азот» в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Правила устройств электроустановок (ПУЭ). -7-е изд. с изм. и доп. М.: Изд-во «Знак», 2015.
- 2 IEC 60034-3 (1988-08) Rotating electrical machines Part3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines (МЭК 60034-3 Вращающиеся электрические машины - часть 3: Специальные требования для синхронных машин).
- 3 IEC 61363-1-98 System components and models. Part 1.5 (МЭК 61363-1-98 Модели элементов электрических систем. Часть 1.5).
- 4 ГОСТ Р 53174-2008. Национальный стандарт Российской Федерации. Установки электрогенераторы с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования: утв. И введены в действие Приказом Росстандарта 18.12.2008 № 622-ст.
- 5 Основные требования к совмещенному производственному зданию ПС ОАО «ФСК ЕЭС»: Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» № 463р от 30.06.2011.
- 6 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.
- 7 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.
- 8 СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.
- 9 Типовой проект 407-4-20/75 Унифицированные железобетонные нормальные опоры ВЛ 110-330 кв. Том 2. Рабочие чертежи промежуточных опор ВЛ 110-150 кВ.

10 Типовой проект 3.407-68/73 Унифицированные стальные нормальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ. Рабочие чертежи / 3078тм.

11 Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). М.: Энергия, 2015.

12 СП 72.13330.2016. Свод правил. Защита строительных конструкций от коррозии. СНиП 3.04.03-85 : утв. и введены в действие Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 16.11.12.16 N 965/пр.

13 Курзуков Н.И., Ягнятинский В.М. Аккумуляторные батареи. Краткий справочник. М.: За рулем, 2016.

14 Непомнящий В.А. Проблемы надежности электроснабжения и их влияние на экономику электроэнергетики // Энергорынок. 2017. № 9. С. 22–26.

15 Облакевич С.В. Расчет предельно допустимой мощности двигательной нагрузки запитываемой от автономной ДЭС // Промэлектро, №3, 2016. С. 28-32.

16 Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник: В 4 т./ под общ. ред. М.Н. Розанова. Т.2. Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоиздат, 2014.

17 Рыбаков Л.М., Халилов Ф.К. Повышение надёжности работы трансформаторов и электродвигателей высокого напряжения. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2014.

18 Савельев В.А., Назарычев А.Н. Оценка надёжности электрооборудования с учётом реальных условий эксплуатации // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: СЭИ СО АН РФ. Вып.38. Том 2. Сыктывкар, 2015. С. 155 - 163.

19 Свириденко О.В., Щетин А.А. Основные направления развития малой энергетики в Российской Федерации // Энергонадзоринформ. 2018. №2. С. 14-17.

- 20 Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. М.: Форум - Инфра-М, 2015.
- 21 Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. М.: Энергоатомиздат, 2014.
- 22 Учет фактора надежности при технико-экономическом сравнении вариантов схем развития электрических сетей энергосистем // Промышленная энергетика. 2014. №11. С.29-31.
- 23 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: НЦ ЭНАС, 2016.
- 24 Федин В.Т., Чернецкий М.С. О повышении надежности и экономичности механической части воздушных линий электропередачи // Энергия единой сети. 2014. №8. С.19-22.
- 25 Федоров С.Д., Облакевич С.В. Основные схмотехнические решения при проектировании систем гарантированного электроснабжения // Электропанорама». 2016. № 3/4. С. 23-28.
- 26 Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. М.: Энергоатомиздат, 2015.
- 27 Чернецкий М.С. Некоторые возможности повышения надежности железобетонных опор // Электрические станции. 2014. № 7. С. 32-39.
- 28 Чернецкий М.С. Особенности расчета промежуточных порталных опор с изолирующими траверсами // Известия вузов. Энергетика, 2015. №7. С.8-14.
- 29 Шиметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие. М.: ГОУ ВО «МГТУ им. Носова», 2016.
- 30 Шнелль Р.В. Оптимизация высоты металлических опор линий электропередачи //Электричество. 2014. № 9. С.77-79.
- 31 Собственные нужды подстанции. Источники бесперебойного питания. Информационно-справочное издание. №6(72). 2017. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2011/72/08.php>.

32 Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики. Информационно-справочное издание. №1(67). 2017. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php>.

33 Автономное или централизованное электроснабжение? Границы экономической эффективности. Информационно-справочное издание. №2(38). 2016. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/38/07.php> (дата обращения 22.05.2019).

34 Выбор автономного источника электроснабжения. Информационно-справочное издание. №5(41). 2016. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/41/12.php> (дата обращения 22.05.2019).

35 Контейнерные автономные источники электроэнергии как защита от перебоев электроснабжения. Информационно-справочное издание. №3(9) 2014. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2001/9/06.php> (дата обращения 22.05.2019).