

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)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/(специализация))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция системы электроснабжения водозаборной станции  
МП «Теплосети» г. Знаменска Астраханской области»

Студент

А.Н. Сало

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

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

Тольятти 2020

## **Аннотация**

Целью бакалаврской работы является реконструкция системы электроснабжения водозаборной станции. Разработанная система позволяет экономить электрическую энергию, понизить эксплуатационные расходы.

В данной бакалаврской работе представлены:

- анализ существующей системы электроснабжения водозаборной станции;
- расчет электрических нагрузок;
- выбор схем электроснабжения и заземления;
- расчет и выбор силового электрического оборудования;
- проект распределительной сети;
- выбор аппаратов защиты и коммутации;
- расчет стоимости реконструкции.

Объем пояснительной записки 55 страниц, в том числе 13 рисунков, 11 таблиц.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Анализ существующей системы электроснабжения водозаборной станции и обоснование направлений её совершенствования.....	8
1.1 Общие сведения о водозаборной станции и характеристика проблем её энергоснабжения.....	8
1.2 Характеристика источников и приемников электроэнергии.....	11
1.3 Расчет электрических нагрузок объекта.....	15
1.4 Построение картограммы электрических нагрузок, определение их центра и месторасположения ГПП.....	17
2 Разработка технических предложений по электроснабжению водозаборной станции.....	18
2.1 Выбор схем электроснабжения и заземления.....	18
2.2 Обоснование состава трансформаторной подстанции.....	18
2.3 Проектирование распределительной сети.....	20
3 Обеспечение надежности функционирования системы электроснабжения.....	27
3.1 Выбор коммутационных аппаратов.....	27
3.2 Распределительные устройства.....	34
3.2.1 Распределительные устройства высокого напряжения.....	34
3.2.2 Распределительные устройства низкого напряжения.....	36
3.3 Счётчик электрической энергии.....	37
3.4 Обеспечение безопасности в штатных и внештатных ситуациях.....	39
3.5 Экономическая оценка проекта.....	44
Заключение.....	50
Список используемых источников.....	52

## ВВЕДЕНИЕ

Городское хозяйство является сложно организованной структурой, направленной на обеспечение комфортного проживания её жителей. Важную роль в этом играет жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ), количество предприятий которого и объем выполняемых работ зависит в первую очередь от численности населения, во-вторых, от спроса на предоставляемые услуги.

Особенностью городов является непрерывный рост населения. Это приводит к росту потребления услуг ЖКХ. В связи с этим принимаются долгосрочные программы развития коммунального хозяйства.

Предметом исследования данной бакалаврской работы является МП «Теплосети» г. Знаменска Астраханской области. В настоящее время потребность в хозяйственно-питьевой воде находится в пределах 28-30 тыс. м<sup>3</sup> в сутки. Согласно плана развития г. Знаменска, к 2023 году пиковое потребление воды может достигнуть уровня 40 тыс. м<sup>3</sup> в сутки. Действующий водоснабжающий комплекс включает в себя три заборные станции: две действующие плавучие водозаборные станции ПНС №2 (производительность 24,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут., эксплуатируется с 1978 года, степень износа агрегатов 60%), ПНС №3 (производительность 14,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут., эксплуатируется с 1989 года, степень износа агрегатов 45,4%) и находящуюся на реконструкции береговую насосную станцию БНС-2 (производительность 28,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут., эксплуатируется с 1963 года, степень износа агрегатов более 90%, находится на реконструкции с 2006 года). В результате, система водоснабжения г. Знаменска, уже на стадии подъема воды из открытого водоисточника, находится в несбалансированном состоянии, периодически испытывает дефицит воды [1].

Программа развития г. Знаменска включает в себя выделение бюджетных 8,6 млн. руб на реконструкцию вышеназванных насосных станций. И если на ПНС №2 и №3 планируется только замена управления двигателей насосов на частотно-регулируемые, то на БНС-2 планируется замена насосных агрегатов, полностью выработавших свой ресурс. Кроме

этого необходимо заменить часть подающих (требуется замена подающих стальных трубопроводов диаметром 500 мм – две линии по 4,5 км.) и заборные трубопроводов, из-за ракушечного обрастания (вплоть до фильтровальных станций), запорно-регулирующую арматуру, укрепить береговую линию, подверженную размыванию во время весеннего паводка. Данные мероприятия позволят обеспечить надежное водоснабжение города в текущих объёмах. Если прогнозы роста населения совпадут с реальностью (увеличение численности жителей с сегодняшних 33,2 тыс. жителей до 39,6 тыс. жителей к 2026 году), то придётся увеличить количество забираемой с водоёмов воды, что возможно только с введением в эксплуатацию дополнительных водозаборных насосных агрегатов или увеличением производительности существующих [2].

На втором этапе реконструкции водозаборных станций (после 2023 года) планируется внедрение систем автоматизации и диспетчеризации. В настоящий момент всё управление работой (отслеживание режима работы, принятие решения об их изменении, передача информации вышестоящей инстанции и т.п.) осуществляется в ручном режиме обслуживающим персоналом. Например, напор регулируется ручным открытием (закрытием) проходных кранов и ручным включением (выключением) насосов. Отсутствует возможность плавного пуска насосов, что приводит к резким скачкам давления воды, что в свою очередь вызывает многочисленные прорывы трубопроводов.

Необходимость реконструкции системы электроснабжения обусловлена теми же причинами: физический и моральный износ (последняя реконструкция проводилась в 1989 году). Замена низкоэффективного энергетического оборудования водозаборных станций на новое, с высоким коэффициентом полезного действия, позволит снизить количество потребленной электроэнергии, а, следовательно, после реконструкции электрическая подстанция может быть более низкой номинальной мощности.

Всё это предопределяет актуальность темы по модернизации системы электроснабжения водозаборной станции МП «Теплосети» г. Знаменска для обеспечения надёжного водоснабжения городских потребителей с улучшением экономических показателей эксплуатации.

Целью бакалаврской работы является реконструкции системы электроснабжения водозаборной станции для экономии электрической энергии и снижения эксплуатационных расходов.

Основными источниками информации, использованными при написании данной работы, являются СНиПы (строительные нормы и правила), ПУЭ (правила устройства электроустановок), учебные пособия, учебники и методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы и интернет-ресурсы.

Данная бакалаврская работа состоит из введения, заключения, списка использованных источников и основного материала, разделенного на три раздела.

# 1 Анализ существующей системы электроснабжения водозаборной станции и обоснование направлений её совершенствования

## 1.1 Общие сведения о водозаборной станции и характеристика проблем её энергоснабжения

Водозаборная станция является частью системы водоснабжения г. Знаменска и двух прилегающих к нему районов «Знаменский» и «Ракетный», общей площадью 5427,4 га. Расположение водозаборной станции показано на рисунке 1.

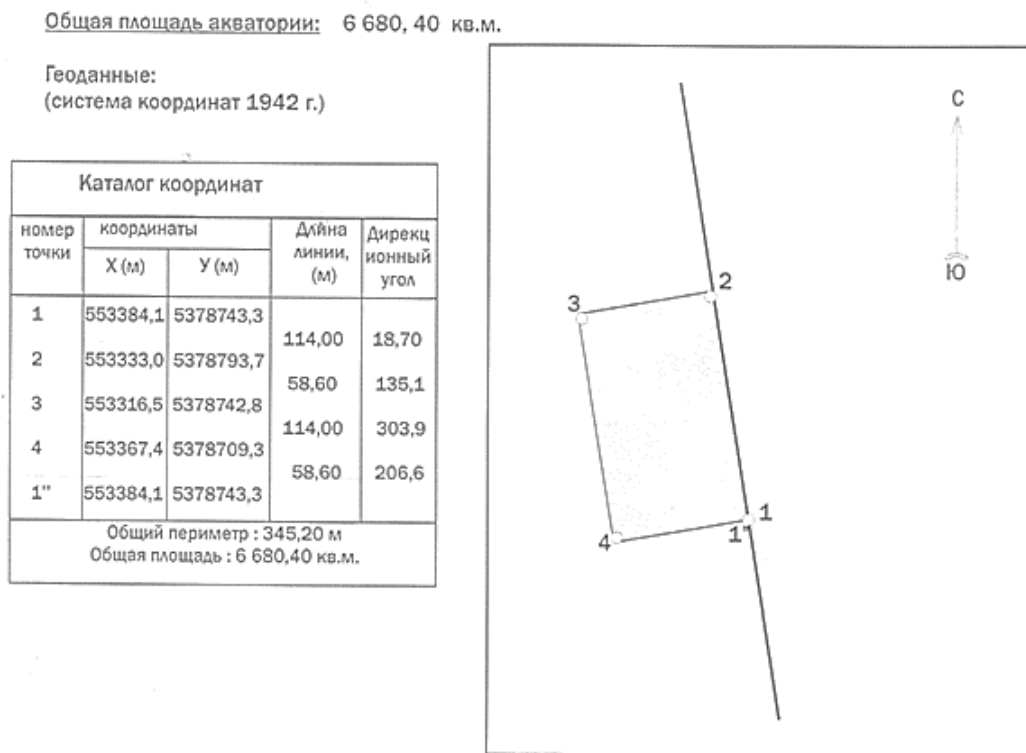


Рисунок 1- Географические координаты расположения водозаборной станции

Местом забора воды является южная оконечность Волгоградской области, река Ахтуба, наиболее устойчивая к гидрологическим условиям

территория (см. рисунок 2). Забор воды осуществляется двумя плавучими насосными станциями (ПНС) и одной береговой насосной станцией (БНС). Они же являются насосными станциями первого подъема (см. рисунок 2). Данные сооружения также выполняют первичную фильтрацию заборной воды от «крупных» механических примесей.

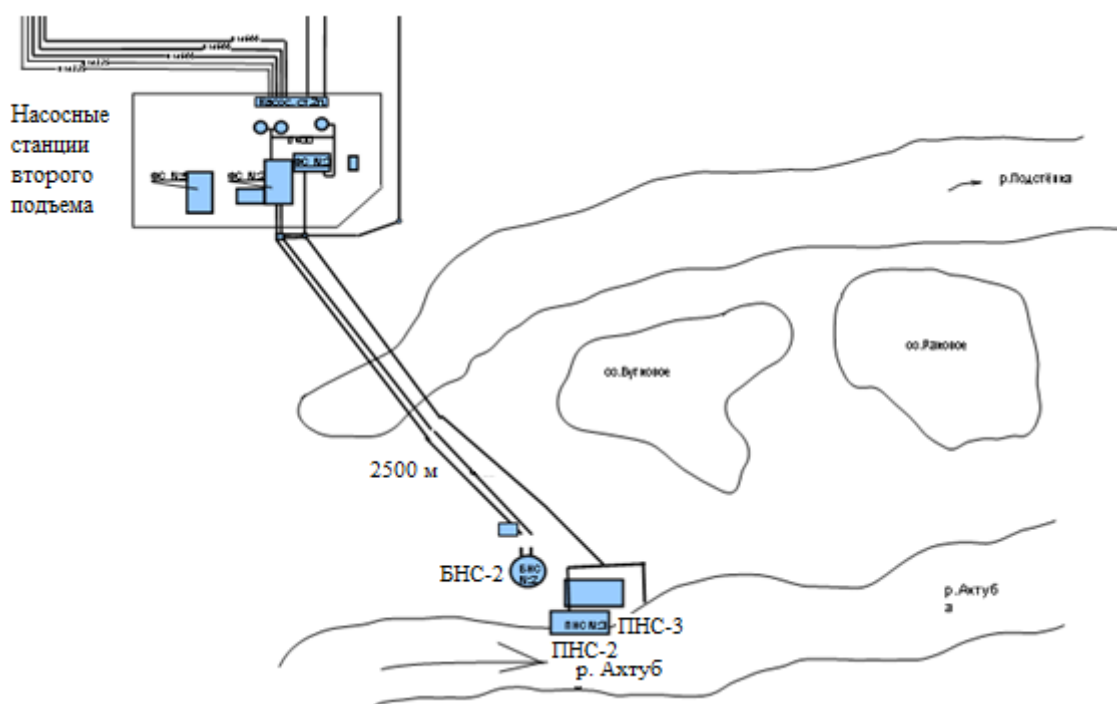


Рисунок 2- Водозаборные станции г. Знаменска

Береговая насосная станция №2 (объект исследования) введена в эксплуатацию в 1963 году. На 2019 год степень износа его оборудования составляла более 90%. Основные сведения об установленном на БНС №2 оборудовании приведены в таблице 1. Основным насосным агрегатом является центробежный насос двухстороннего входа типа Д. Цифра 63 в обозначении насоса означает напор в 63 метра [3]. Масса насоса 800 кг. Коэффициент полезного действия насоса 83%.

В насосном агрегате 1Д1250/63а применён трехфазный асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором серии 4А – 4А315S4 У3 [4].



Выпуск электродвигателей этой серии прекращен в начале восьмидесятых годов в связи с их низкой энергоэффективностью (см. табл. 2). На замену им пришла серия 4АМ а затем серия АИР.

Таблица 1- Сведения о производственном оборудовании БНС №2

Наименование оборудования	Марка	Производительность насоса (подача м <sup>3</sup> /час)	Кол-во, шт.	Мощность, кВт	Частота. обор/мин.
Насосный агрегат	1Д1250/63а	1250	1	250	1290
Насосный агрегат	1Д1250/63а	1250	1	250	1290
Насосный агрегат	ВВН-12	20	1	30	1000
Насосный агрегат	ВВН-12	20	1	30	1000
Насосный агрегат	ВКС 2/26	2	1	4,5	1500
Насосный агрегат	ВКС 10/45	10	1	7	1500
Насосный агрегат	ВКС 4/24	4	1	7	1500
Насосный агрегат	КМ65×50×160	12	1	7	1500
Насосный агрегат	ВКС 2/26	2	1	4,5	1500

Таблица 2- Параметры электродвигателя 4А315S4 У3

Частота вращения, об/мин	Мощность, кВт	Скольжение, %	КПД, %	Коэф. мощн	M <sub>макс</sub> /M <sub>н</sub>	M <sub>п</sub> /M <sub>н</sub>	M <sub>мин</sub> /M <sub>н</sub>	I <sub>п</sub> /I <sub>н</sub>
1500	250	1,7	94,5	0,92	1,9	1,0	0,9	7

Насосный агрегат ВВН-12: вакуумный водокольцевой насос (машина простого действия с боковым всасыванием и осевым нагнетанием). Предназначен для заполнения всасывающей линии центробежного насоса.

Насосный агрегат ВКС 2/26: вихревой, консольный, самовсасывающий.

Насосный агрегат КМ65×50×160: консольный, моноблочный.

Подключение электрооборудования водозаборных сооружений через трансформаторные подстанции: ТП №104, ТП №103. Каждая подстанции имеет по два ввода, один из которых – резервный. ТП запитаны от ПС 110/35/10 кВ, расположенной в с. Капустин Яр.

Главная проблема оборудования водозаборной станции является её низкая энергетическая эффективность и критический физический износ. Таким образом в работе предлагается следующая реконструкция водозаборной станции и её системы электроснабжения:

- замена морально и физически устаревшего насосного оборудования на современное, с высоким КПД;
- замена основных насосов на современные, оборудованные двигателями с частотным управлением;
- оборудование станции запорной арматурой с частотными электроприводами;
- оснащение помещения насосной станции светодиодным освещением;
- оборудование напорных трубопроводов электромагнитными счетчиками-расходамерами РМ-5.

## 1.2 Характеристика источников и приемников электроэнергии

Выбор технологического оборудования водозаборной станции начнем с выбора количества и типа основных насосов. Принимаем к расчету производительность БНС №2 увеличенную на 15% для удовлетворения возможных потребностей до 2026 года – 32000 м<sup>3</sup>/сутки (1333 м<sup>3</sup>/час или 0,37 м<sup>3</sup>/с). Определяем электрическую мощность приводного электродвигателя (1)

$$P_{нас} = \frac{K_3 \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_{нфс}} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где  $K_3$  - коэффициент надежности перекачки жидкости. Принимаем для центробежных насосов  $K_3 = 1,03$  [5];

$\rho$  - плотность воды. Принимаем  $1000 \text{ кг/м}^3$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$Q$  - производительность насоса,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$H$  - напор. Принимаем  $63 \text{ м}$ ;

$\eta_{\text{нас}}$  - полный к.п.д. насоса. Принимаем  $85\%$  [6].

$$P_{\text{нас}} = \frac{1,03 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 0,37 \cdot 63 \cdot 10^{-3}}{0,85} = 276,8 \text{ кВт.}$$

Выбираем продукцию Валдайского насосного завода: типоразмер насосного агрегата 1Д1250-63а (обозначение тоже самое, но характеристики более современные); подача  $1100 \text{ м}^3/\text{ч}$  или  $0,306 \text{ м}^3/\text{с}$ ; напор  $63 \text{ м.}$ ; потребляемая мощность насоса в номинальном режиме  $200 \text{ кВт}$ , в пиковом режиме  $218 \text{ кВт}$ ; номинальная частота вращения  $1450 \text{ об/мин.}$ ; стоимость без двигателя  $141537 \text{ руб.}$

Для данного насосного агрегата выбрал электродвигатель АИР315М4: номинальная мощность  $200 \text{ кВт}$ , номинальная частота вращения  $1500 \text{ об/мин}$ , рабочее напряжение  $380 \text{ В}$ , КПД  $95\%$ ,  $\cos\varphi=0.89$ , исполнение IM1001 лапы, потребляемый номинальный ток  $240\text{А}$ , кратность пускового тока к номинальному  $6,4$ . Число пар полюсов  $4$ , длина  $1200 \text{ мм}$ , высота оси вращения  $315 \text{ мм}$ , стоимость  $293715 \text{ руб.}$  Полным аналогом является двигатель типа 5АИ315М4 IM1001. Для управления электродвигателем выбрал частотный преобразователь INNOVERT IBD224U43В (стоимость  $507200 \text{ руб.}$ ). Более простым устройством, позволяющим продлить срок службы насоса и гидравлического оборудования является устройство плавного пуска ЭнерджиСейвер ES200L 380В 200 кВт., стоимостью  $135800 \text{ руб.}$  Так как включение/отключение электродвигателя насоса и изменение производительности насоса происходит редко, нет смысла в приобретении

более дорогого частотного преобразователя. Таким образом я выбираю к установке устройство плавного пуска.

Для заполнения всасывающей линии центробежного насоса (насос подпитки) выбираем насос типа ВВН1-6 производства «Ливгидромаш»: номинальное напряжение 380В, номинальная мощность 15 кВт, ток в номинальном режиме 40А, частота вращения электродвигателя 1500 об/мин, номинальная производительность 6,0 м<sup>3</sup>/мин., стоимость 46200 руб.

Система управления водозаборной станции – без участия оператора, арматура запорно-регулирующая с электроприводом (см. рисунок 3). Систему управления можно построить на базе специализированного контроллера Siemens S7.

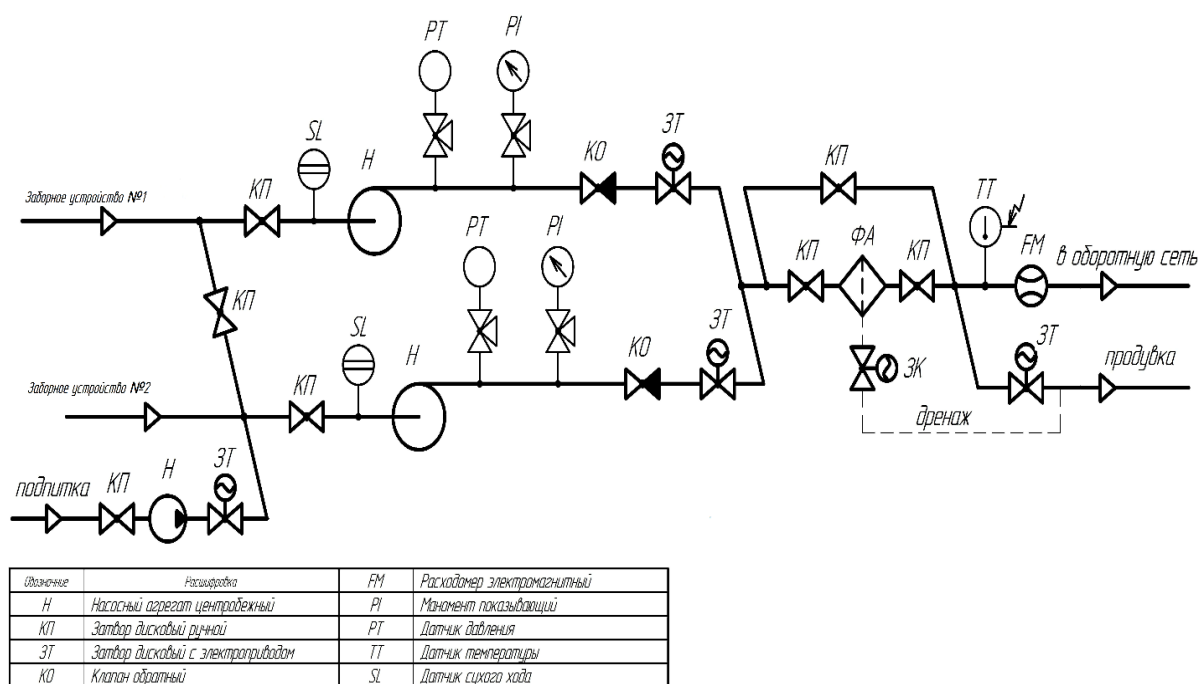


Рисунок 3- Гидравлическая схема водозаборной станции БНС №2

Для главных насосов применили заслонки, оснащенные электроприводом типа SP1.0 от фирмы Regada: мощность электропривода 1,5 кВт, номинальное напряжение 220В, потребляемая сила тока 6,8А. Имеется возможность ручного управления.

Для дренажных приемок используем насосы типа ВКС (см. таблицу 1) производства «Ливгидромаш».

Система вентиляции - автоматическая приточная, мощность одного вентилятора 2,5 кВт. Для привода вентилятора выбираем асинхронный двигатель с КЗ ротором типа 4А80В2УЗ с каталожными данными:  $P_n = 2,5$  кВт;  $U_n = 380$  В;  $\cos\varphi_n = 0,87$ ;  $\eta_n = 83$  %;  $n_0 = 3000$  об/мин;  $S_n = 5$ ;  $I_n/I_n = 6,5$ ;  $M_{max}/M_n = 2,2$ ;  $M_n/M_n = 2$ . Приточные вентиляторы работают в блоке с калориферами. Мощность каждого калорифера принимаем равной 2 кВт.

Мощность светодиодного освещения составила 400 Вт: 200 Вт общее (потребляемый ток 0,9А), 150 Вт местное (потребляемый ток 0,68 А) и 50 Вт дежурное (потребляемый ток 0,22А).

Объединяем данные по электроприемникам БНС №2 в таблицу №3.

Таблица 3- Данные по электроприемникам БНС №2

Название электроприемника	Номинальный ток, А	Количество шт	Суммарный ток потребления, А	Коэффициент спроса $K_c$ [7]
1	2	3	4	5
Электродвигатель основного насоса АИР315М4	240	2	480	0,8
Насос подпитки типа ВВН1-6	40	2	80	0,75
Дренажный насос ВКС 2/26	11,8	2	23,6	0,75
Дренажный насос ВКС 10/45	18,4	1	18,4	0,75
Электродвигатель вентилятора	2,5	2	5,0	0,75
Электрический калорифер	2,0	2	4,0	0,85
Кран-балка	10,5	1	10,5	0,5
Дренажный насос ВКС 4/24	18,4	1	18,4	0,75
Электропривод заслонок	6,8	2	13,6	0,5
Светодиодное освещение	0,4	-	1,8	0,9

### 1.3 Расчет электрических нагрузок объекта

Расчет электрических нагрузок БНС №2 выполним методом установленной мощности и коэффициента спроса [8]. Необходимые данные выбраны по справочным материалам и представлены выше в п.п. 1.2 и в таблице 3.

Расчетная активная нагрузка электроприемников  $P_p$ , кВт, определяется по формуле (2)

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{ном}}, \quad (2)$$

где  $K_c$ - коэффициент спроса соответствующего электроприемника (см. таблицу 3);

$P_{\text{ном}}$ - номинальная мощность электроприемников (см. таблицу 4).

Расчетная реактивная мощность электроприемников  $Q_p$ , квар, определяется по формуле (3)

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3)$$

где  $P_p$  – расчетная активная нагрузка соответствующего электроприемника (формула 2);

$\text{tg}\varphi$  – определяется в зависимости от значения  $\cos\varphi$  (см. таблицу 4).

Расчетная полная мощность электроприемников  $S_p$ , кВА, определяется по формуле (3)

$$S_p = k_{p.m.} \cdot \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (4)$$

где  $k_{p.m.}$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузок отдельных групп электроприемников. В учебных работах  $k_{p.m.}$  можно приближенно принять равным 0,9.

Результаты расчета сведем в таблицу 4.

Таблица 4- Расчет электрических нагрузок

Наименование электроприемников (ЭП)	Кол-во ЭП	Установленная мощность приведенная к ПВ=100%, кВт		$\frac{\cos\phi}{\text{tg}\phi}$	Расчетная нагрузка			I <sub>p</sub> , А
		Одного ЭП	Всех ЭП		P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
2	3	4	5	6	7	8	9	10
Электродвигатель основного насоса АИР315М4	2	200	400	$\frac{0,8}{0,73}$	320	233,6	356,6	480
Насос подпитки типа ВВН1-6	2	15	30	$\frac{0,8}{0,73}$	22,5	16,52	25,12	80
Дренажный насос ВКС 2/26	2	4,5	9,0	$\frac{0,8}{0,73}$	6,75	4,92	7,52	23,6
Дренажный насос ВКС 10/45	1	7,0	7,0	$\frac{0,8}{0,73}$	5,25	3,83	5,85	18,4
Дренажный насос ВКС 4/24	1	7,0	7,0	$\frac{0,8}{0,73}$	5,25	3,83	5,85	18,4
Электропривод заслонок	2	1,5	3,0	$\frac{0,75}{0,87}$	1,5	1,31	1,79	13,6
Электродвигатель вентилятора	2	2,5	5,0	$\frac{0,7}{1,02}$	3,75	3,82	4,82	5,0
Электрический калорифер	2	2,0	4,0	$\frac{1,0}{0}$	3,4	0	3,09	4,0
Кран-балка	1	4,0	4,0	$\frac{0,75}{0,87}$	2,0	1,74	2,39	10,5
Светодиодное освещение	-	-	0,4	$\frac{0,92}{0,42}$	0,36	0,15	0,35	1,8
Итого					370,7	269,7	413,3	655,3

#### **1.4 Построение картограммы электрических нагрузок, определение их центра и месторасположения ГПП**

Помещение БНС №2 представляет собой помещение круглой формы диаметром 12,6 м. Площадь БНС в плане составляет 124 м<sup>2</sup>. Так как потребитель – одно здание небольшой площади, то строить картограмму и определять центр электрических нагрузок необязательно.

Питание БНС №2 осуществляется от ТП №103, оборудование которой, также, как и насосные агрегаты сильно изношены и морально устарело. К тому же ТП №104 находится на значительном удалении от БНС №2 (около 500 м). Резервное питание от ТП №104. Поэтому предлагаю для питания БНС №2 применить комплектную двухтрансформаторную подстанцию, разместив её в непосредственной близости от БНС №2, что положительно скажется на технико-экономических показателях её работы.



## **2 Разработка технических предложений по электроснабжению водозаборной станции**

### **2.1 Выбор схем электроснабжения и заземления**

Потребители электроэнергии БНС относятся I категория надежности – насосные станции, у которых в аварийных ситуациях допускается перерыв в работе не более 5 ч, или снижение подачи до 50% расчетной не более чем в течение 3 сут, или при прекращении подачи могут возникнуть опасность для жизни и угроза нанесения народному хозяйству значительного ущерба [9].

Основными требованиями при создании схемы электроснабжения насосной станции являются надежность, качество энергии, количество потребляемой энергии и экономические показатели. Выбираем схему электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии. Необходимо предусмотреть секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии.

Выбираем способ выполнения нейтралитрансформатора на стороне низшего напряжения – с глухозаземленной нейтралью.

### **2.2 Обоснование состава трансформаторной подстанции**

Для потребителей I категории надежности рекомендуется использовать двухтрансформаторные подстанции.

Требуемая от каждого их двух трансформаторов мощность  $S_{\text{ном.т}}$ , кВА, определяется по формуле (5)

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{2 \cdot \beta_T}, \quad (5)$$

где  $S_p$ - полная расчетная нагрузка (см. таблицу 4);

$\beta_T$  - коэффициент загрузки трансформатора. Оптимальным для I категории надежности считается  $\beta_T = 0,6 \dots 0,7$  [10].

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{413,3}{2 * 0,65} = 317,9 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТМГ- 400/10/0,4У1 У/УН-0 (см. таблицу 5)

Таблица 5- Техническая информация трансформатора ТМГ- 400/10/0,4

Обозначение	Единицы измерения	Величина
Номинальная мощность	кВА	400
Напряжение	кВ	10/0,4
Потери холостого хода	Вт	830
Потери короткого замыкания	Вт	5900
Напряжение короткого замыкания	%	4,5
Ток холостого хода	%	1,8
Масса полная	кг	1360
Габаритные размеры, Д x Ш x В	мм	1300x860x1350

Проверяем выбранный трансформатор по допустимой перегрузке при отключении потребителей III категории надежности (6)

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.т}} \geq S_{p\Sigma}, \quad (6)$$

$$1,4 \cdot 400 = 560 \text{кВА} \geq 370,7 \text{ кВт.}$$

Условие (6) выполняется.

Для размещения трансформаторов выбираем подстанцию трансформаторную комплектную (КТП). По размещению КТП относится к наружному типу (устанавливается на открытом воздухе). Существующая воздушная ЛЭП связывает имеющиеся ТП-103 и ТП-104 с

распределительной подстанцией 110/10 кВ расположенной в с. Капустин Яр. Длина ЛЭП – 1 км 120 м. Для питания проектируемой КТП требуется проложить новые 500 метров ЛЭП. При мощности менее 15 МВА рекомендуется использовать кабельные ЛЭП (см. рисунок 4). Так как БНС №2 является конечным потребителем выбираем КТП тупикового типа [28].

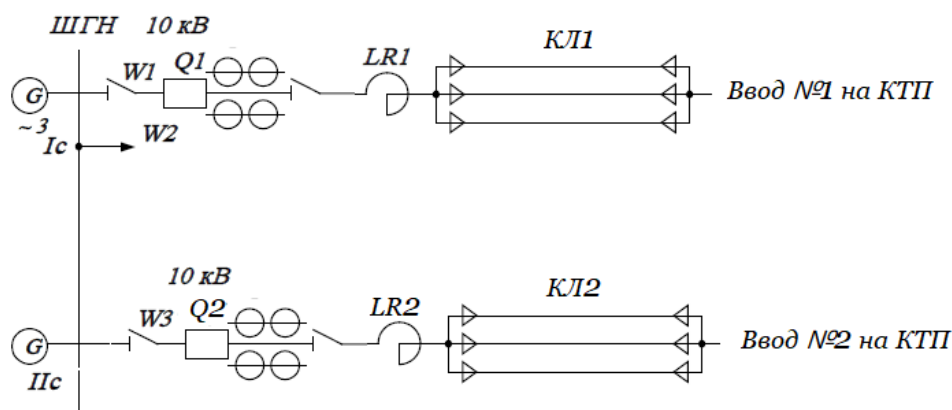


Рисунок 4- Схема внешнего электроснабжения при получении электроэнергии от подстанции с. Капустин Яр

КТП должна иметь следующие секции (отсеки):

- секция устройства высокого напряжения (УВН);
- отсек трансформаторный (ТО) с силовым трансформатором;
- секция распределительного устройства низкого напряжения (РУНН);
- устройство кабельного ввода.

С учетом ранее выбранных параметров принимаем к проектированию КТП контейнерного типа 2КТПНУ-Т-К-К-400/10/0,4 У1 (см. таблицу 6).

### 2.3 Проектирование распределительной сети

Проектирование распределительной сети заключается в выборе сечения проводов подводящих высокое напряжение к КТП и сечения проводов, подающих напряжение от КТП на БНС.

Таблица 6- Основные параметры 2КТПНУ-Т-К-К-400/10/0,4 У1

Обозначение	Единицы измерения	Величина
1	2	3
Номинальная мощность трансформатора	кВА	400
Номинальном напряжении на стороне ВН	кВ	10
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя на стороне ВН	А	80
Номинальный ток трансформатора на стороне НН	А	0,4
Линия уличного освещения	А	16
Ток динамической стойкости на стороне ВН	кА	41
Номинальный ток РУНН	А	2x630

Для бесперебойного питания I категории потребителей требуется проложить в траншее две параллельно проложенные кабельные линии с расстоянием между ними 10 см.

Расчётная величина тока в рабочем режиме  $I_p$ , А, определяется по формуле (7)

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (7)$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка токоприемников (см. таблицу 4);

$U_{\text{НОМ}}$  – напряжение кабельной линии, принимаем 10 кВ.

$$I_p = \frac{413,3}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 11,93 \text{ А.}$$

Расчётная величина тока в послеаварийном режиме  $I_{p.\text{макс}}$ , А, определяется по формуле (8)

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (8)$$

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{413,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,8 \text{ А.}$$

Принимаем к расчету кабель марки ААБЛ с алюминиевыми жилами [11]. Необходимое сечение кабеля выбираем, используя экономическую плотность тока. Для кабеля марки ААБЛ с временем использования максимума нагрузки более 5000 ч рекомендуемая экономическая плотность тока  $j_э = 1,2 \text{ А/мм}^2$  [11]. Тогда требуемое сечение одной жилы кабеля  $S$ ,  $\text{мм}^2$ , определяется по формуле (9)

$$S = \frac{I_p}{j_э}, \quad (9)$$

$$S = \frac{11,93}{1,2} = 9,94 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение одной жилы для класса напряжения 10 кВ  $70 \text{ мм}^2$  (самое минимальное для этого класса). Тогда обозначение кабеля ААБЛ  $3 \times 70 \text{ мм}$  (силовой бронированный лентами кабель). Параметры выбранного кабеля [12]:

- индуктивное сопротивление  $0,08 \text{ Ом/км}$ ;
- активное сопротивление  $0,443 \text{ Ом/км}$ ;
- максимальная допустимая нагрузка при прокладке на земле  $180 \text{ А}$  на одну жилу;
- рекомендуемая глубина прокладки кабеля в земле  $0,7 \text{ м}$ .

Проверим выбранное сечение по допустимому нагреву. Определяем допустимый ток кабельной линии  $I_{\text{доп.к}}$ , А, по формуле (10)

$$K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп.к}} \geq I_{p.\text{макс}}, \quad (10)$$

где  $K_1$  – коэффициент приведения температуры окружающей среды к нормальной. Принимаем для температуры равной расчетной температуре среды  $K_1 = 1,0$  [11];

$K_2$  – коэффициент снижения токовой нагрузки. Принимаем для

кабелей класса 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, с допустимой перегрузкой в течении 0,5 ч, при прокладке в земле  $K_2=1,1$  [таблица 4.4, 11];

$K_3$  – коэффициент допустимой перегрузки. Принимаем для кабелей класса 10 кВ с коэффициентом загрузки в нормальном режиме 0,6 для сечения жилы кабеля  $70 \text{ мм}^2$   $K_2=1,25$  [таблица 4.6, 11].

$$1,0 \cdot 1,1 \cdot 1,25 \cdot I_{\text{доп.к}} \geq 23,8.$$

Отсюда

$$I_{\text{доп.к}} \geq 17,3 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Проверяем сечение кабеля по термической стойкости к токам короткого замыкания  $S_T, \text{ мм}^2$ , по формуле (11)

$$S_T = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T}, \quad (11)$$

где  $I_{\infty}$  - величина тока КЗ на шинах источника питания. Принимаем для нагрузки 413,3 кВА  $I_{\infty}=3,93 \text{ кА}$  [11];

$t_n = 1,25$  – приведенное время короткого замыкания;

$K_T = 34$  – коэффициент приведения [таблица 3.1, 11];

$$S_T = \frac{3930 \cdot \sqrt{1,25}}{34} = 129 \text{ мм}^2.$$

Для одной жилы минимальное сечение равно  $129/3=43 \text{ мм}^2$  – что меньше выбранного мною значения. Условие выполняется.

Проверим кабель по потерям напряжения  $\Delta U, \text{ В}$ , по формуле (12)

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin\varphi), \quad (12)$$

где  $l=0,5 \text{ км}$  длина прокладываемой кабельной линии;

$I_p=11,93$  - расчётная величина тока в рабочем режиме (формула 7);

$r_{уд}=0,443$  Ом/км – удельное активное сопротивление кабеля

[таблица 4.9, 11];

$x_{уд}=0,086$  Ом/км – удельное индуктивное сопротивление кабеля

[таблица 4.9, 11];

$\cos\varphi = 0,8$  – средний коэффициент мощности. Отсюда определяем

$\sin\varphi=0,58$ .

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 11,93 \cdot 0,5 \cdot (0,443 \cdot 0,8 + 0,086 \cdot 0,58) = 4,13 \text{ В.}$$

Проверим кабель по потерям напряжения в аварийном режиме  $\Delta U$ , В, по формуле (13)

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{p.\text{макс}} \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos\varphi + x_{уд} \cdot \sin\varphi), \quad (13)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 23,8 \cdot 0,5 \cdot (0,443 \cdot 0,8 + 0,086 \cdot 0,58) = 9,17 \text{ В.}$$

Потери напряжения очень незначительные. Условия выполняются.

Определим сечение кабельной ЛЭП 0,4 кВ. Требуемое кабеля  $S$ , мм<sup>2</sup>, определяется по формуле (14)

$$S = \frac{I_{\text{макс}}}{j_э \cdot K_{\Pi}}, \quad (14)$$

где  $I_{\text{макс}} = 655,3$  А – максимальный ток нагрузки (см. таблицу 4);

$j_э$  - экономическая плотность тока. Принимаем для кабеля СИП при использовании максимума нагрузки более 5000 ч.  $j_э = 2,0$  А/мм<sup>2</sup>.

$K_{\Pi}$  – поправочный коэффициент (формула 15)

$$K_{\Pi} = \sqrt{\frac{I_{\text{макс}}^2 \cdot L}{\sum_{i=1}^n I_{\text{макс}.i}^2 \cdot L_i}}, \quad (15)$$

где  $I_{\text{макс}}$  - наибольший ток в наиболее загруженное время работы, А;

$L$ - полная длина линии, км. Принимаем 0,01 км;

$L_i$  – длина отрезка линии с отличным от другого отрезка током. Так как по всей длине протекает равный ток, то принимаем 0,01 км;  
 $i$ - порядковый номер отрезка линии.

$$K_{\Pi} = \sqrt{\frac{655,3^2 \cdot 0,01}{655,3^2 \cdot 0,01}} = 1,0$$

$$S = \frac{655,3}{1,0 \cdot 2,0} = 327 \text{ мм}^2.$$

Сечение одной жилы  $327/3=109 \text{ мм}^2$ . Выбираем для прокладки на открытом воздухе (под воздействием солнечных лучей) кабель СИП-4 4x120.

Так как основными по мощности электроприемниками на насосной станции являются электродвигатели большой мощности, то их работа связана с реактивной мощности. Поэтому необходимо проверить необходимость компенсации реактивной мощности.

Для компенсации на стороне 0,4 кВ используются низковольтные конденсаторные батареи (НБК). Их суммарная реактивная мощность  $Q_{\text{н.к.}}$ , квар, рассчитывается по формуле (16)

$$Q_{\text{н.к.}} = Q_{\text{н.к.1}} + Q_{\text{н.к.2}} \quad (16)$$

где  $Q_{\text{н.к.1}}$  – расчетная мощность НБК, квар (формула 17);

$Q_{\text{н.к.2}}$  – дополнительная принятая мощность НБК для оптимизации трансформаторных потерь (формула 19).

$$Q_{\text{н.к.1}} = Q_{0,4\text{кВ}} - Q_{\text{T}} \quad (17)$$

где  $Q_{0,4\text{кВ}} = 269,7$  квар – реактивная расчетная нагрузка береговой насосной станции (см. таблицу 4);

$Q_{\text{T}}$  – наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы на стороне 0,4 кВ (18)



$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot \beta_T \cdot S_T)^2 - P_{0,4}^2} \quad (18)$$

где  $N_T$  - общее число силовых трансформаторов на КТП. Принимаем

$$N_T = 2;$$

$\beta_T$  - средний коэффициент загрузки трансформаторов. Принимаем

$$\beta_T = 0,55 \text{ [13];}$$

$S_T$  - паспортная номинальная мощность силового трансформатора.

Принимаем  $S_T = 400$  кВА (см. таблицу 5);

$P_{0,4}$  - активная расчетная нагрузка. Принимаем  $P_{0,4} = 370,7$  кВт (см. таблицу 4).

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,55 \cdot 400)^2 - 370,7^2} = 237 \text{ квар}$$

$$Q_{Н.К1} = 269,7 - 237 = 32,7 \text{ квар}$$

$$Q_{Н.К2} = Q_{0,4кВ} - Q_{Н.К1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T \quad (19)$$

где  $\gamma$  - расчетный коэффициент в зависимости от класса напряжения трансформатора. Принимаем  $\gamma = 0,4$

$$Q_{Н.К2} = 269,7 - 32,7 - 0,4 \cdot 2 \cdot 400 = -83 \text{ квар}$$

$$Q_{Н.К} = 32,7 - 83 = -50,3 \text{ квар}$$

Полученное отрицательное значение расчетной мощности НБК говорит о том, что на стороне 0,4 кВ установка компенсирующих устройств не требуется.

### 3 Обеспечение надежности функционирования системы электроснабжения

#### 3.1 Выбор коммутационных аппаратов

Коммутационные аппараты необходимы для подключения под напряжение или для вывода из работы для профилактического осмотра, ремонта или в случае возникновения нестандартных или аварийных ситуаций. В первую очередь это разъединители и отделители.

Для моей подстанции на высокой стороне я выбрал выключатель нагрузки, позволяющий управлять исключительно рабочими режимами в соответствии с параметрами сети, т.е. их контактная система без повреждений переключается при нормальном состоянии сети, но не предназначены для оперирования токами короткого замыкания [29]. Одним из главных критериев выбора конкретной модели или марки выключателя нагрузки является количество теплоты  $B_k$ , вырабатываемое в выключателе при коротком замыкании

$$B_k = I_{max}^2(t_{otk} + T_a), \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (20)$$

где  $I_{max}$  - ток короткого замыкания. Принимаем по справочным данным 11,5 кА;

$t_{otk}$  – общее время размыкания электрической цепи, определяемое по формуле (21);

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ. Принимаем по справочной литературе  $T_a = 0,02$  с [14].

$$t_{otk} = t_B + t_{PЗ}, \quad (21)$$

где  $t_B$ - время срабатывания привода аппарата. Принимаем  $t_B=0,11$  с;

$t_{PЗ}$  – время срабатывания релейной защиты. Принимаем  $t_{PЗ}=0,2$  с.

$$t_{отк} = 0,11 + 0,2 = 0,31 \text{ с},$$

$$B_k = 11,5^2(0,31 + 0,02) = 43,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем автогазовый выключатель нагрузки ВНА (см. рисунок 5) со следующими параметрами [15]:

- номинальное напряжение 10 кВ;
- максимальное рабочее напряжение 12 кВ;
- номинальный рабочий ток 630 А;
- номинальный ток термической стойкости 20 кА;
- время протекания тока термической стойкости для главных ножей 3 с;
- ток электродинамической стойкости 52 кА.

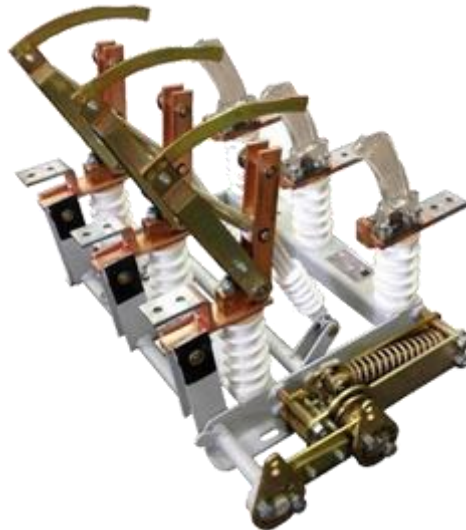


Рисунок 5- Автогазовый выключатель нагрузки ВНА

Для выключателя нагрузки должно выполняться условие (22)

$$B_k \leq I_{\text{тер.н}}^2 \cdot t_{\text{тер.н}}, \quad (22)$$

где  $I_{\text{тер.н}}$  - максимальный ток термической стойкости выключателя

(справочное значение для выбираемого аппарата,  $I_{\text{тер.н}} = 20 \text{ кА}$ );

$t_{\text{тер.н}}$  - время термической стойкости. Для выключателя  $t_{\text{тер.н}}$

составляет 3 секунды.

$$11,9 \leq 20^2 \cdot 3,$$
$$43,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется, выбор сделан правильно.

Выбираем защитный автомат на стороне 0,4 кВ между трансформатором и РУНН. Предварительно выбираем автоматический выключатель серии ВА. Номинальный ток через автомат  $I_T$ , А, выбираем в зависимости от номинальной мощности трансформатора

$$I_T = \frac{S_T}{\sqrt{3}V_{н.т}}; \quad (23)$$
$$I_T = \frac{400}{1,73 \cdot 0,4} = 579 \text{ А};$$
$$I_{н.а} \geq I_{н.р};$$
$$I_{н.а} \geq I_T = 579 \text{ А}.$$

Выбираем ВА 52-39 (см. рисунок 6) со следующими параметрами [16]:

$$V_{н.а} = 380 \text{ В};$$
$$I_{н.а} = 630 \text{ А};$$
$$I_{н.р} = 630 \text{ А};$$
$$I_{у(п)} = 1,25I_{н.р};$$
$$I_{у(кз)} = 10I_{н.р};$$
$$I_{откл} = 40 \text{ кА}.$$

Для ручного разъединения используем рубильник, который выбираем по условию протекания тока:

$$I_{н.а} \geq I_T = 579 \text{ А}.$$



Рисунок 6- Автоматический выключатель ВА 52-39

Выбираем рубильник без предохранителя, со смещенным боковым ручным приводом типа РС-6/1 630А (см. рисунок 7, [17]), рассчитанный на номинальный ток 630 А, что превышает необходимые 579 А. В кратковременном режиме данный аппарат выдерживает ток в диапазоне от 630 до 7,6 кА, что достаточно для его работоспособности после прохождения тока КЗ до срабатывания защиты.

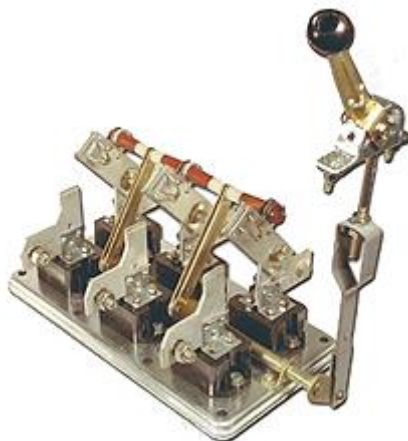


Рисунок 7- Рубильник типа РС-6/1 630А

Определим тип коммутационного аппарата на одной из отводящих линий 0,4 кВ к которой подключен наиболее мощный потребитель –

электрический насос с полной потребляемой мощностью 178,3 кВА. Определяем номинальный ток аппарата по формуле (23):

$$I_T = \frac{178,3}{1,73 \cdot 0,4} = 257,6 \text{ А};$$

$$I_{н.а} \geq I_{н.р};$$

$$I_{н.а} \geq I_T = 257,6 \text{ А}.$$

Рекомендуется устанавливать выключатель-разъединитель (разъединитель-предохранитель). По стандартному ряду выбираем разъединитель-предохранитель ближайшего большего значения РПС-4 400А (см. рисунок 8, [18]) с номинальным током 400А.

Проверяет по току:

$$I_{н.а} = 400 \text{ А} \geq I_T = 257,6 \text{ А}.$$

Условие выполняется. Выбор правильный. Параметры разъединителя, связанные с коротким замыканием:

- действующее значение тока, которое способен выдержать механизм защиты от короткого замыкания – 30 кА;
- размеры контактов для внешнего присоединения, см – 0,2 x 0,5 x 6;
- тип плавкой ставки ППНИ-37.

Выбираем высоковольтный предохранитель по номинальному току на стороне 10 кВ и справочным данным на трансформатор – плавкая ставка 80 А. Для выбранной камеры сборной одностороннего обслуживания типа КСО-366 рекомендуются к установке высоковольтные предохранители типа ПКТ.

Обозначение предохранителя ПКТ-102-10-80-31,5-У3, где 31,5 кА – максимальная величина тока короткого замыкания, при котором перегорает плавкая вставка (см. рисунок 9, [19]).

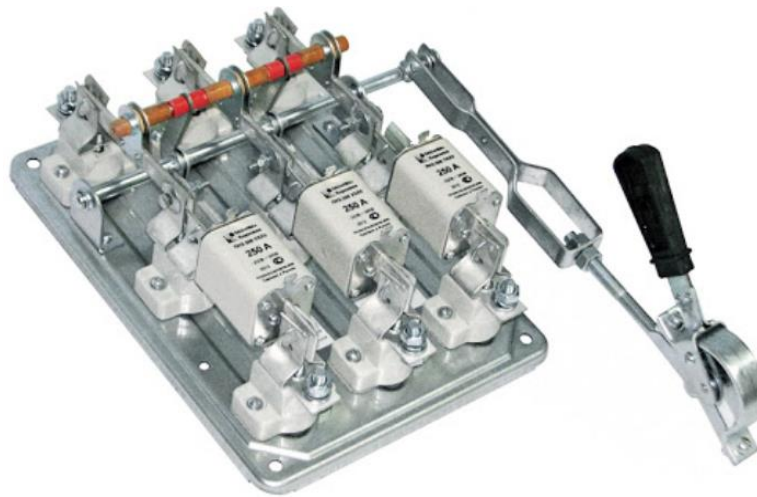


Рисунок 8- РПС-4 400А



Рисунок 9- Предохранитель ПКТ-102-10-80-31,5-УЗ

Выбираем трансформатор тока. Предварительно выбираем по номинальному току (630А) и конструкционным признакам – катушечного типа и опорной конструкции: трансформатор тока Т-0,66 700/5 0,5S. Основные параметры [20]:

- класс напряжения 0,66 кВ;
- класс точности 0,5S;
- номинальный вторичный ток 1...5 А.;
- номинальное значение измеряемого тока 700А;
- величина тока электродинамической стойкости  $i_y=40$  кА.

Проверим выбранный трансформатор тока по нескольким критериям.

По электродинамической стойкости по формуле (24)

$$i_y \leq \sqrt{2} k_{\text{дин}} I_{1\text{ном}}, \quad (24)$$

где  $k_{\text{дин}}$  - кратность электродинамической стойкости. По справочной литературе принимаем для номинального тока от 600 до 1000 А  $K_{\text{дин}} = 250$  [21].

$$40\text{кА} \leq \sqrt{2} \cdot 250 \cdot 700 = 247\text{кА}.$$

Условие выполняется.

По вторичной нагрузке по формуле (25)

$$r_2 \leq r_{2\text{ном}} \quad (25)$$

где  $r_2$ - вторичная нагрузка, Ом (формула 26);

$r_{2.\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности. Согласно [22]  $r_{2.\text{ном}}=0,25$  Ом

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (26)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление присоединяемых приборов, Ом (формула 27);

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов между трансформатором тока и амперметром, Ом (формула 28);

$r_{\text{к}}$  – контактное сопротивление. При подключении трех амперметров  $r_{\text{к}} = 0,05$  Ом [21]

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2.\text{ном}}^2}, \quad (27)$$

где  $S_{\text{приб}}$ - полная мощность подключаемых приборов. Полная потребляемая мощность выбранного мною амперметра Э32700 составляет 0,1 В·А [22]. Таким образом суммарная нагрузка

$$S_{\text{приб}}=0,3 \text{ В}\cdot\text{А};$$

$I_{2.\text{ном}} = 5$  А – рабочий ток вторичной обмотки.



$$r_{\text{приб}} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2.\text{НОМ}}^2}, \quad (28)$$

где  $S_{\text{пр}}$ - допустимая полная мощность, теряемая в проводах между трансформатором тока и амперметром (29)

$$S_{\text{пр}} = S_{2.\text{НОМ}1} - (S_{\text{ПРИБ}} + I_2^2 r_{\text{К}}) \quad (29)$$

где  $S_{2.\text{НОМ}1}$  – номинальная мощность обмотки трансформатора тока.

Принимаем по [20]  $S_{2.\text{НОМ}1} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$

$$S_{\text{пр}} = 5 - (0,3 + 5^2 \cdot 0,05) = 3,45 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{3,45}{5^2} = 0,138 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,012 + 0,138 + 0,05 = 0,2 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,2 \text{ Ом} \leq r_{2.\text{НОМ}} = 0,25 \text{ Ом}$$

Условие выполняется, трансформатор тока выбран правильно.

## 3.2 Распределительные устройства

### 3.2.1 Распределительные устройства высокого напряжения

Распределительное устройство высокого напряжения [30] соберем из камер серии КСО – камера сборная одностороннего обслуживания. Уточнение типа камеры серии КСО проведем исходя из следующих параметров [24]:

- уровень высокого напряжения 10 кВ;
- протекающий рабочий ток 630 А;
- минимальный ток термической стойкости 31,5 кА;

- номинальный ток выключателя нагрузки 630 А.

Таким образом выбрал камеру типа КСО, модификации 366, с автогазовым выключателем нагрузки, с каталожным номером схемы главных цепей №5, третьей категории размещения и климатическим исполнением У по ГОСТ15150-90: КСО-366М-05-630У3. Исполнение по размерам – габарит №2: А=800 мм, В=800 мм, Н=2000 м (см. рисунок 10).

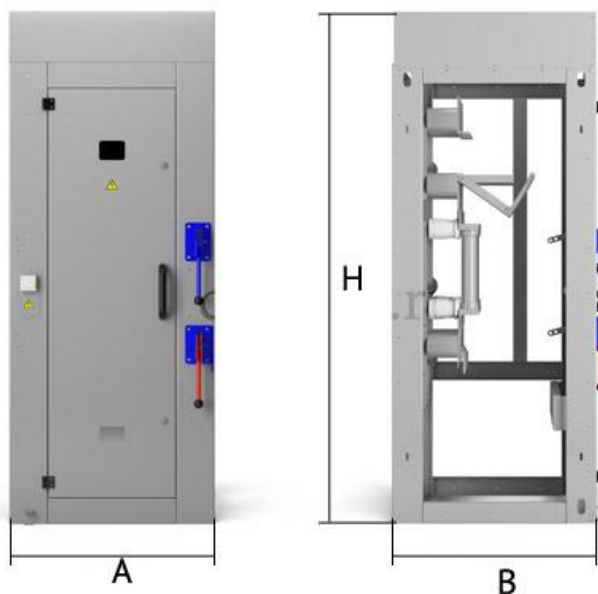


Рисунок 10- Габаритные размеры КСО-366М

Отличительные особенности по исполнению и конструкции камер серии КСО:

- для систем с изолированной нейтралью;
- с воздушным видом изоляции;
- ошиновка с неизолированными шинами;
- высоковольтные выводы с кабельным присоединением;
- имеются следующие виды блокировок:

а) не позволяющие произвести перевод выключателя нагрузки в положение «Включено», если заземляющие ножи находятся в состоянии «Включено»;

- дверь невозможно открыть, если рабочие ножи выключателя нагрузки находятся в положение «Включено»;

- предусмотрена механическая блокировка привода выключателя нагрузки для правильного алгоритма действий обслуживающего персонала при обслуживании камеры.

### **3.2.2 Распределительные устройства низкого напряжения**

Распределительное устройство низкого напряжения [31] соберем из панелей низкого напряжения серии ЩО-70. Уточнение типа панели серии ЩО проведем исходя из следующих параметров [25]:

- уровень низкого напряжения 0,4 кВ;
- протекающий рабочий ток 630 А;
- минимальный ток термической стойкости 22 кА;
- номинальный ток выключателя нагрузки 630 А.

Таким образом выбрал устройство комплектное низковольтное (НКУ) панель низкого напряжения типа ЩО, модификации 70, с каталожным номером схемы главных цепей №9, третьей категории размещения и климатическим исполнением У по ГОСТ15150-90: НКУ ЩО-70-09-0,4/630У3. Исполнение по размерам – габарит №2: А=800 мм, В=600 мм, Н=2000 м (см. рис. 11).

Отличительные особенности по исполнению и конструкции панелей типа ЩО-70:

- при рядной установке образуют единый щит;
- с воздушным видом изоляции;
- возможность установки АВР;
- уровень напряжения цепей защиты, сигнализации и управления – 220В;
- для систем с изолированной нейтралью.

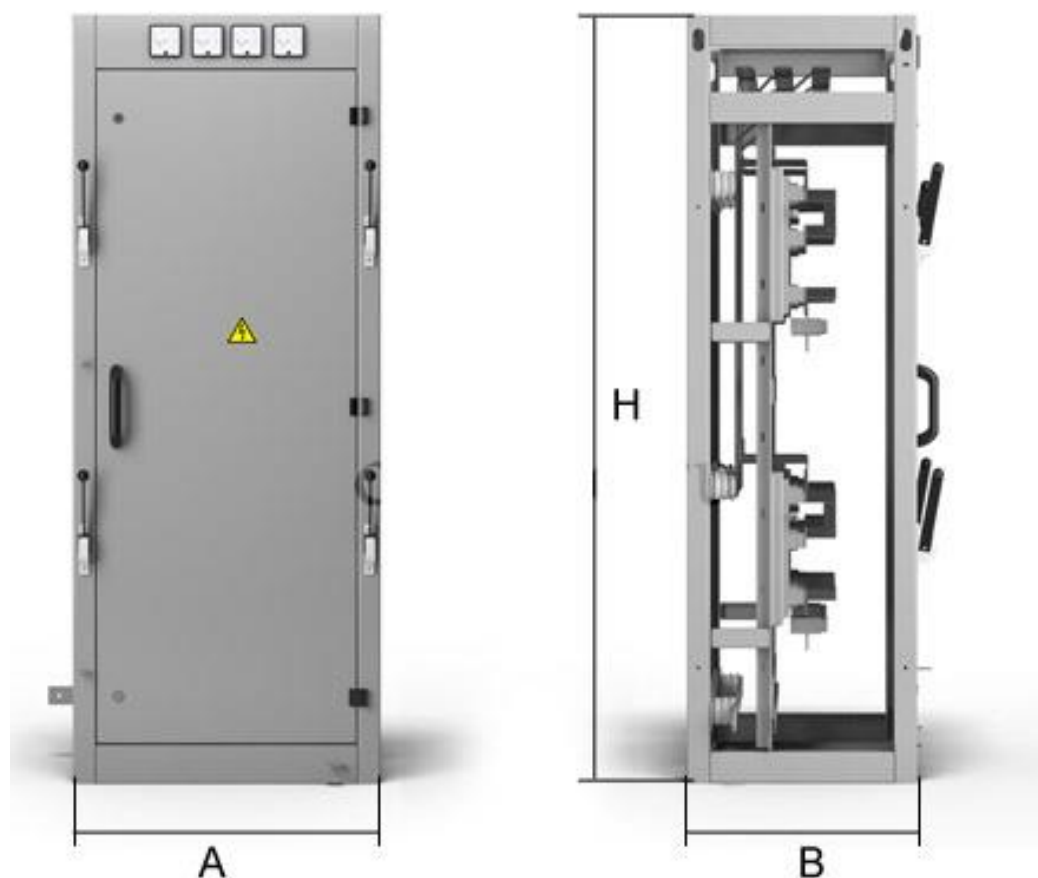


Рисунок 11- Габаритные размеры ЩО-70

### 3.3 Счётчик электрической энергии

Для многотарифного учёта активной и реактивной энергии и мощности, а также измерения параметров электрической сети в трехфазных трех- или четырехпроводных сетях переменного тока с последующим хранением накопленной информации, формированием событий и передачей информации в центры сбора данных систем АСКУЭ [26].

Согласно рекомендациям производителей НКУ ЩО-70 для установки выбираем счетчик Меркурий 230 ART (см. рисунок 12, таблица 7).

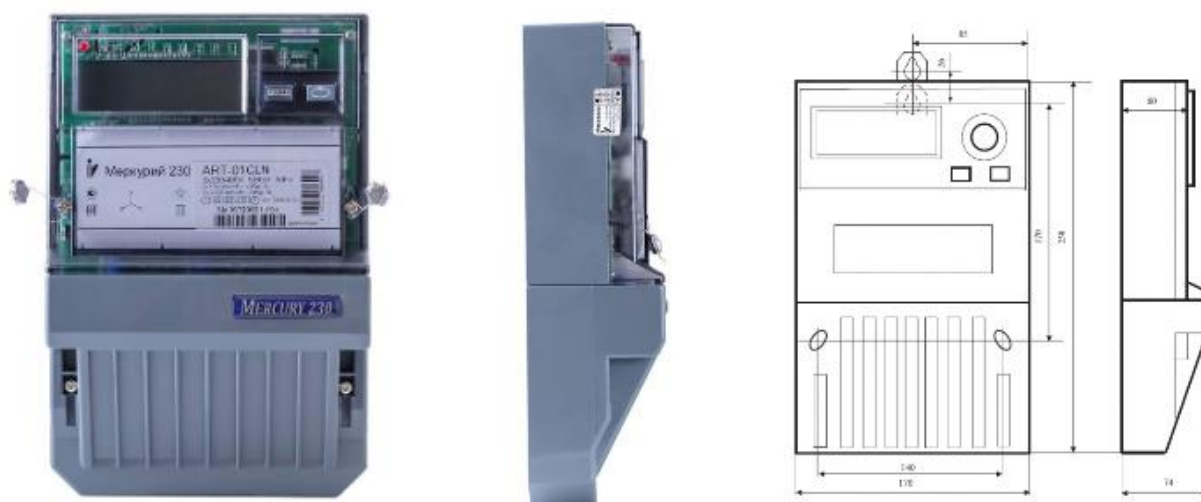


Рисунок 12- Счетчик электроэнергии Меркурий 230 ART

Таблица 7- Параметры счетчика Меркурий 230 ART

Параметр	Единица измерения	Величина
2	3	4
Метрологические характеристики		
Класс точности:		
- подсчёта активной мощности	-	0,5S
- подсчёта реактивной мощности	-	1.0
Рабочее напряжение при прямом включении	В	3 x 230 / 400
Рабочий ток при трансформаторном включении:		
- базовый	А	5
- максимальный	А	7,5
Ток десятимиллисекундной перегрузки по рабочему току	А	225
Минимальное значение тока, на которое реагирует чувствительный элемент измерительного механизма при подсчете количества активной энергии	А	0,005
Технические характеристики		
Возможное количество настраиваемых тарифов	-	4

### Продолжение таблицы 7

2	3	4
Максимальный потребляемый ток при питании от аварийного источника	мА	150
Средняя наработка на отказ при эксплуатации в нормальных климатических условиях	ч	150 000
Масса	гр	1500
Количество тарифных месяцев	-	12
Размеры: длина x ширина x высота	мм	170 x 74 x 258

### 3.4 Обеспечение безопасности в штатных и внештатных ситуациях

Оценка рисков при обслуживании подстанции [27].

При обслуживании оборудования работающего с электрической энергией существуют следующие опасности:

- немедленный риск поражения электрическим током себя и других людей (персонала, посетителей);
- риск возникновения пожара или взрыва от дуги или искры;
- риск выделения токсичных паров / газов из-за высокой температуры или огня;
- риск поражения легких от изолирующих газов (SF<sub>6</sub>) или других вытесняющих газов / паров воздуха в ограниченном пространстве;
- риск поражения электрическим током от вспомогательных источников энергии, например аккумуляторных батарей;
- риск удара током от проводов или других электропроводящих линий оборудования, которые неожиданно становятся «под напряжением» от:
  - а) автоматического, непреднамеренного или дистанционного переключения;

б) индукции от смежных линий под напряжением (не обязательно в непосредственной близости);

в) источника бесперебойного питания системы питания (ИБП).

Безопасность воздушных линий электропередач.

Необходимо знать, что воздушные линии электропередачи подвержены движению от воздействия тепла и ветра. Соответствующие зазоры необходимо поддерживать, чтобы обеспечить провисание, но при этом качающиеся линии электропередачи не должны создавать дополнительных опасностей.

Электричество не обнаруживается нашими человеческими органами чувств. Это ключевое соображение при оценке безопасности участка, связанного с электричеством. Необходимо применять меры профилактического контроля, позволяющие смягчить возникновение потенциальных опасностей. Независимо от ситуации, требуется максимально исключить контакт персонала с электрическими линиями или корпусами электрооборудования.

Электрические травмы.

Большая часть электричества идет по пути наименьшего сопротивления и пройдет самый легкий путь к поверхности земного шара [32]. Если это происходит через человеческое тело, электричество наносит организму травму между тем местом, где оно вошло и вышло из тела. Степень травмы зависит от уровня напряжения, величина тока и времени его протекания. Поскольку время является единственным фактором, на который может быть оказано влияние в чрезвычайной ситуации по этому важно действовать быстро, чтобы минимизировать воздействие.

Путь, пройденный электричеством, также важен. Если электричество проходит через главные органы, в том числе сердце, риск серьезных травм или смерти высока. Низкое напряжение заставляет мышцы сокращаться. Это может привести к блокировке рук человека на электрическом проводнике (судорожное сжатие провода), что не позволит оторвать руку от проводника

и может привести к смерти. Высокое напряжение может разорвать внутренние органы человека, вызвать тяжелые внутренние и внешние ожоги.

Там, где фактический контакт не произошёл, но было воздействие электрической дуги, возможны серьезные лучистые ожоги и травмы глаз.

Последствия поражением электрическим током:

- дыхание остановлено;
- остановка сердца;
- фибрилляция желудочков;
- непроизвольная мышечная реакция;
- термические ожоги;
- переломы костей, вызванные мышечным спазмом.

Шаг и потенциал касания, безопасное расстояние приближения к источнику напряжения.

Потенциал шага и прикосновения является скрытым и потенциально очень опасной ситуацией, которая может привести к серьезным и смертельным травмам. Эта ситуация может возникнуть во многих случаях. Например, где упала линия электропередачи на землю или находится в контакте с металлом или другим объектом, который находится в контакте с землей. Таким объектом может быть транспортное средство, кран, лестница, заводская техника и т. д. Как только электричество соприкасается с землей возникает градиент или волнистый эффект от точки соприкосновения. Это создает две непосредственные электрические опасности - ступенчатый потенциал и потенциал касания. Этот градиент может распространяться на расстояние в зависимости от различных условий, прежде чем электрическая энергия рассеется до безопасного уровня.

Диаграмма на рис. 13 показывает расстояния, на которых происходит напряжение рассеивания от места, где линия электропередачи контактирует с землей.





Рисунок 13- Диаграмма рассеивания напряжения

Стоя внутри области поражения с расставленными ногами, человек может испытать удар током из-за разности потенциалов напряжения между ногами.

Освобождение человека от электрического контакта.

Если человек находится в контакте с высоким напряжением электричества, или уровень напряжения не известен, не следует пытаться спасти потерпевшего до прекращения электроснабжения. Человеческие тела являются проводящими, и в то время как человек находится в контакте с высоким напряжением спасатель подвергается риску удара током.

Если известно, что напряжение низкое (бытовое напряжение 230 В), спасение может быть проведено, если спасатель обучен избежать риски, связанными с низким напряжением электричество. Спасение должно быть предпринято как можно быстрее, так как каждая секунда жизненно важна для обеспечения выживания. Если возможно, электрическая цепь должна быть обесточена до попытки спасения. Если цепь не может быть отключена, контакт жертвы с электричеством должен быть нарушен как можно быстрее. Это может быть достигнуто путем нажатия на жертву используя предмет с

достаточным изоляционным свойством, соответствующем уровню напряжения. Данными предметами могут быть:

- сухая одежда;
- сухой материал, например шторы, полотенца, простыни, одеяла;
- сухое дерево;
- сухая веревка;
- ПВХ или другие виды пластиковых труб;
- резина.

Нельзя использовать ничего металлического или что-нибудь влажного. Если рядом находятся другие люди, попросите их найти и выключить входной или главный рубильник для обесточивания всего помещения. Вызовите скорую помощь и сообщите в электроснабжающую компанию.

После разрыва контакта человека, убедитесь, что посторонние люди остаются в стороне от электрической опасности и окажите первую помощь.

Пожарная опасность.

Пожары на электротехнических объектах, возникают как результат воздействия тепла. Источник тепла на линии электропередачи, как правило, утечки электричества из фазной линии на корпус или другой объект. При нормальных условиях утечка имеет место, но она минимальная. Утечка электричества обычно связана с проводящими отложениями (пыль, соль, цемент и т. д.) загрязняющие изоляторы в сочетании с влагой.

Использование воды для тушения пожара на подстанции может создать дополнительные опасности, поэтому обслуживающий персонал должен проходить специальное обучение.

Водяной поток является первичной причиной электрической опасности, степень которой зависит от различных факторов в том числе:

- поперечное сечение водного потока;
- качество воды;
- температура воды;
- длина струи воды;

- рабочее напряжение;
- непрерывность потока воды (аэрация).

Безопасность корпуса КТП с работающей внутри него электрической аппаратуры.

Такие корпуса содержат различное электрическое оборудование под напряжением при различных напряжениях, в том числе под высоким напряжением. Они потенциально очень опасны, так как оборудование под напряжением расположено очень близко друг от друга и в пределах досягаемости человека после проникновения внутрь объекта. Запрещается заходить внутрь КТП без сопровождения представителем электроснабжающей компании или другого обученного и уполномоченного лица. Если же по какой-либо причине посторонний находится на территории подстанции или был там обнаружен аварийной бригадой, то они должны присутствующего оставаться на месте, ничего не трогать. А сами должны максимально быстро обесточить данную подстанцию, после чего вывести оттуда человека.

### **3.5 Экономическая оценка проекта**

Для экономической оценки стоимости модернизации системы электроснабжения водозаборной станции МП «Теплосети» г. Знаменска Астраханской области необходимо рассчитать стоимость закупки, монтажа и подключения спроектированной КТП. Также исходным данным к расчету является стоимость электроэнергии для потребителя, которой является водозаборная станция. Согласно [2] цена электроэнергии  $C_3=5,61$  руб.

Основными материальными затратами являются капитальные вложения, на которые накладываются амортизационные отчисления. В процентном отношении к ним принимаются транспортные расходы, расходы инвентарь и приспособления (см. таблицу 8)

Таблица 8- Затраты на капитальные вложения

Наименование	Кол-во	Цена за ед., т.руб	Сумма, т.руб	Норма амортиз. отчислений, т.руб	Сумма амортиз. отчислений, т.руб
1	2	3	4	5	6
КТП контейнерного типа 2КТПНУ-Т-К-К-400/10/0,4 У1 (без трансформатора, но с остальным оборудованием)	1 шт	1200	1200	12	144
Трансформатор ТМГ-400/10/0,4	2 шт	224	448	12	53,7
Кабель ААБЛ 3х70	500 м	326	163	3	4,89
Кабель СИП-4 4х120	10 м	300	3,0	3	0,09
Итого			1814		202,68
Транспортно-заготовительные расходы (10%)			181,4		
Инструменты и приспособления (3%)			54,42	6	3,26
Производственно-хозяйственный инвентарь (5%)			90,7	6	5,44
Итого			2140,52		211,38

Определим стоимость строительных и монтажных работ. Для этого определимся с объемом необходимых строительных материалов (см. таблица 9) и строительных работ (см. таблица 10), объемом электромонтажных работ (см. таблица 11).

Таблица 9- Стоимость строительных материалов

Наименование	Кол-во	Цена за ед., руб	Сумма, руб
1	2	3	4
Труба 219х6 ГОСТ 10704-913	12 шт	1780	21360
Сетка 2-20-2,0 ГОСТ 5336-80	20,4 м <sup>2</sup>	384	7833
Бетон М300, F75, W4	1.3 м <sup>3</sup>	2900	3770
Лист 8х300х300 ГОСТ 19903-74	0,48 м <sup>2</sup>	40000	19200
Швеллер 16 ГОСТ 8240-97	22 п.м.	4130	90860
Дюбели-гвозди	220	2,62	576
Зажимы	124	1,55	192
Скобы	80	1,7	136
Итого			143932
Транспортно-заготовительные расходы (10%)			14393,2
Итого			158325,2

Таблица 10- Стоимость строительных работ

Наименование работ	Трудоемкость работ, ч-час	Стоимость ч-час, руб	Сумма затрат, руб
1	2	3	4
Монтаж комплектной трансформаторной подстанции	265	2200	583000
Прокладка кабелей 10 кВ, 500 м	15	2200	33000
Итого			616000

Таблица 11- Стоимость электромонтажных работ

Наименование работ	Трудоемкость работ, ч-час	Стоимость ч-час, руб	Сумма затрат, руб
1	2	3	4
Подключение комплектной трансформаторной подстанции	204	1150	234600
Монтаж шкафов, РУ, щитов и др. эл.техн. оборудования	16	1150	18400
Установка выключателей	4	1150	4600
Внутренняя электропроводка	26	1150	29900
Итого			287500

В стоимость работ заложена прибыль в размере 20%. Таким образом, фонд заработной платы составляет (30)

$$\Phi ЗП = \frac{80(C_{\text{стр}} + C_{\text{эл.монт}})}{100}, \quad (30)$$

где  $C_{\text{стр}}$  - стоимость выполнения строительных работ (см. таблицу 10);

$C_{\text{эл.монт}}$  – стоимость выполнения электромонтажных работ (см. таблица 11).

$$\Phi ЗП = \frac{80(616000 + 287500)}{100} = 722800 \text{ руб.}$$

ФЗП состоит из:

- тарифной ЗП (20%) равной 144560 руб;
- дополнительной ЗП (10%) равной 72280 руб;
- премии (40%) равной 289120 руб;
- суммарные начисления на ЗП (30%) равные 216840 руб.

Расходы на содержание оборудования  $C_{\text{РСЭО}}$ , руб, принимаются в зависимости от фонда заработной платы (31)

$$C_{PCЭO} = \frac{18 \cdot \PhiЗП}{100}, \quad (31)$$

$$C_{PCЭO} = \frac{18 \cdot 722800}{100} = 130104 \text{ руб.}$$

Общехозяйственные расходы  $C_{OБЦ.Х}$ , руб, принимаются в зависимости от фонда заработной платы (32)

$$C_{OБЦ.Х} = \frac{4,5 \cdot \PhiЗП}{100}, \quad (32)$$

$$C_{OБЦ.Х} = \frac{4,5 \cdot 722800}{100} = 32526 \text{ руб.}$$

Прибыль  $\Pi$ , руб, закладывается в процентном отношении от стоимости работ и сопутствующих им расходов (33)

$$\Pi = 0,2 \cdot (C_{CTP} + C_{ЭЛ.МОНТ} + C_{PCЭO} + C_{OБЦ.Х}), \quad (33)$$

$$\Pi = 0,2 \cdot (616000 + 287500 + 130104 + 32526) = 213226 \text{ руб.}$$

Стоимость приобретения и монтажа подстанции  $C_{КТП}$ , руб, определяется по формуле (34)

$$C_{КТП} = M_{КВ} + M_{CTP} + C_{CTP} + C_{ЭЛ.МОНТ} + C_{PCЭO} + C_{OБЦ.Х} + \Pi \quad (34)$$

где  $M_{КВ}$ - затраты на капитальные вложения (см. таблица 8);

$M_{CTP}$  – стоимость строительных материалов (см. таблица 9).

$$C_{КТП} = 211380 + 158325 + 616000 + 287500 + 130104 + 32526 + 213226$$

$$C_{КТП} = 1649061 \text{ руб}$$

За год проектируемая БНС потребляет энергии  $\mathcal{E}_{год}$ , руб, рассчитываемой по формуле (35)

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{час}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (35)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{час}} = 370,7$  кВт – потребленная активная мощность всеми электроприемниками БНС за час (см. таблицу 4);

$T_{\text{год}} = 8760$  час – количество часов работы БНС в году

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 370,7 \cdot 8760 = 3247332 \frac{\text{кВт}}{\text{ч}}.$$

Стоимость электроэнергии, потребленной БНС за год,  $C_{\text{эн.г}}$ , руб, определяется по формуле (36)

$$C_{\text{эн.г}} = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot C_{\text{эл}}, \quad (36)$$

где  $C_{\text{эл}} = 5,61$  руб – стоимость электроэнергии для БНС

$$C_{\text{эн.г}} = 3247332 \cdot 5,61 = 18217532 \text{ руб.}$$

Принимаем балансовую прибыль заложенную в тарифе на электроэнергию равную 8%. Тогда за год БНС обеспечит энергосбытовой компании прибыль в соответствии с формулой (37)

$$C_{\text{БНС}} = C_{\text{эн.г}} \cdot 0,08, \quad (37)$$

$$C_{\text{БНС}} = 18217532 \cdot 0,08 = 14574402 \text{ руб.}$$

Упрощенно, срок окупаемости реконструкции электрической подстанции БНС РР, год, определяется по формуле (38)

$$PP = \frac{C_{\text{БНС}}}{C_{\text{КТП}}}, \quad (38)$$

$$PP = \frac{14574402}{1649061} = 0,88 \text{ год или 11 месяцев.}$$

Таким образом, вложения в реконструкцию подстанции для БНС окупятся через 11 месяцев эксплуатации объекта.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе разработана реконструкция системы электроснабжения водозаборной станции МП «Теплосети» г. Знаменска Астраханской области. Разработанная система позволяет экономить электрическую энергию, понизить эксплуатационные расходы.

Необходимость реконструкции системы электроснабжения БНС №2 вызвана высоким физическим и моральным износом электрооборудования подстанции (последняя реконструкция проводилась в 1989 году).

Расчет электрических нагрузок показал следующие результаты:

- расчетная активная нагрузка 370,7 кВт;
- расчетная реактивная нагрузка 269,7 квар;
- расчетная полная мощность 413,3 кВА;

Для питания БНС №2 применил комплектную двухтрансформаторную подстанцию, разместив её в непосредственной близости от БНС №2, что положительно сказалось на технико-экономических показателях её работы. Выбрал схему электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии. В КТП принял к установке два трансформатора ТМГ-400/10/0,4 У1 У/УН-0.

С учетом выполненных расчетов и выбранных параметров подстанция спроектирована на базе КТП контейнерного типа 2КТПНУ-Т-К-К-400/10/0,4 У1. Подвод высокого напряжения выбран с применением кабеля ААБЛ 3х70 мм., проложенного в земле на глубине 0,7 м. Для прокладки воздушной линии между КТП и БНС на открытом воздухе выбрал кабель СИП-4 4х120.

Был произведен расчет необходимости применения компенсирующих устройств. Полученное отрицательное значение расчетной мощности НБК как на низкой, так и на высокой сторонах подтвердило, что установка компенсирующих устройств не требуется.

По результатам расчетов и проверки условий динамической стойкости были выбрано следующее основное электротехническое оборудование:

- автогазовый выключатель нагрузки ВНА;
- автоматический выключатель ВА 52-39;
- рубильник типа РС-6/1 630А;
- разъединитель-предохранитель РПС-4 400А;
- предохранитель ПКТ-102-10-80-31,5-У3;
- трансформатор тока Т-0,66 700/5 0,5S;
- амперметр Э32700;
- распределительное устройство высокого напряжения КСО-366М-14-630У3;
- распределительное устройство низкого напряжения НКУ ЩО-70-7-0,4/630У3;
- счетчик электроэнергии Меркурий 230 ART.

Стоимость приобретения и монтажа подстанции составила 1649061 руб. Вложения в реконструкцию подстанции для БНС окупятся через 11 месяцев эксплуатации объекта.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основные направления, принципы, задачи и целевые показатели развития централизованной системы водоснабжения и водоотведения ЗАТО «Знаменск». [Электронный ресурс]: Информационный ресурс МП «Теплосети» ЗАТО «Знаменск». URL: <http://kzref.org/vodosnabjeniya.html> (дата обращения 05.01.2020).

2. Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры ЗАТО «Знаменск» [Электронный ресурс]: Портал органов государственной власти ЗАТО «Знаменск». URL: <http://go.mail.ru/redirect?type=sr&redirect> (дата обращения 05.01.2020).

3. Насосы центробежные двустороннего входа типа Д м агрегаты электронасосные на их основе. Руководство по эксплуатации Н03.3.302.00.00.000 РЭ [Электронный ресурс]: URL: <http://www.altaidromash.ru/docs/D.pdf> (дата обращения 09.01.2020).

4. Электродвигатели 4А, 4АМ [Электронный ресурс]: Информационный портал «Электромотор». URL: <http://electronpo.ru/electrodvigateli-4a-4am> (дата обращения 09.01.2020).

5. Коэффициент запаса мощности двигателя [Электронный ресурс]: Информационный портал «Справочник химика 21». URL: <https://chem21.info/info/1023831/> (дата обращения 09.01.2020).

6. Насосы для воды горизонтальные двустороннего входа [Электронный ресурс]: Официальный сайт компании «РИМОС ИМПЭКС». URL: <http://www.rimos.ru/catalog/pump/11338> (дата обращения 09.01.2020).

7. Коэффициенты спроса и мощности [Электронный ресурс]: Информационный портал «Справочник химика 21». URL: <https://chem21.info/page/179252217164126131217003106092239098158004204254/> (дата обращения 10.01.2020).

8. Алюонов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения / А.Н. Алюонов. URL: <https://online-electric.ru> (дата обращения 10.01.2020).

9. СНиП 2.04.02-84 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения / URL: <http://water.mechanik.spb.ru/normativ/snip/2.04.02.84/13.htm> (дата обращения 15.01.2020).

10. Синенко, Л. С. Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : учеб. пособие по курсовому проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2018 / URL: [http://files.lib.sfu-kras.ru/ebibl/umkd/176/u\\_practice.pdf](http://files.lib.sfu-kras.ru/ebibl/umkd/176/u_practice.pdf) (дата обращения 15.01.2020).

11. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. / ред. А. А. Федоров. / URL: [https://www.studmed.ru/fedorov-aa-spravochnik-po-elektrosnabzheniyu-i-elektrooborudovaniyu-tom-2\\_22d13b2efdc.html](https://www.studmed.ru/fedorov-aa-spravochnik-po-elektrosnabzheniyu-i-elektrooborudovaniyu-tom-2_22d13b2efdc.html) (дата обращения 15.01.2020).

12. Кабель ААБЛ 3х70 – 10 кВ [Электронный ресурс]: Информационный портал «КПС». URL: <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-bumajnoi-izolyaciei/aabl-6kv/kabel-aabl-3x70.html> (дата обращения 22.01.2020).

13. Ефременко, В. М. Анализ влияния нагрузки силовых трансформаторов на потребление реактивной мощности / В.М. Ефременко, Р.В.Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2016. № 4. - С. 66-74.

14. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 10/0.4 кВ: Учебное пособие. - СПб.: ПЭИПК, 2012. - 56 с.

15. Выключатель нагрузки автогазовый ВНА [Электронный ресурс]: Официальный сайт ООО «ПромЭлектроСервис». URL: <http://www.elektroportal.com/series/show/vykljuchatel-nagruzki-vna> (дата обращения 14.02.2020).

16. Автоматический выключатель ВА 52-39 [Электронный ресурс]: Официальный сайт «Торговый дом «Энерго». URL: <https://www.td-energo.ru/?ncat=avtomat-va-52-39.html> (дата обращения 14.02.2020).

17. Рубильник типа РС-6/1 630А [Электронный ресурс]: Официальный сайт компании «Грантэк-ЭЛ». URL: [https://grantek-svet.ru/catalog/rubilniki/seriya\\_r/rs-61-630a-electro.php](https://grantek-svet.ru/catalog/rubilniki/seriya_r/rs-61-630a-electro.php) (дата обращения 14.02.2020).

18. Разъединитель РПС-4-400А [Электронный ресурс]: Официальный сайт «Курский электроаппаратный завод». URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения 18.02.2020).

19. Предохранитель ПКТ-102-10-80-31,5-У3 [Электронный ресурс]: Официальный сайт «Курский электроаппаратный завод». URL: <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltnie/pkt-predohraniteli-visokovoltnie/pkt/113154> (дата обращения 18.02.2020).

20. Многоцелевые трансформаторы до 40 кВ-А. Каталог [Электронный ресурс]: URL: [http://www.mitek.spb.ru/files/mnogo\\_1361744231.pdf](http://www.mitek.spb.ru/files/mnogo_1361744231.pdf) (дата обращения 18.02.2020).

21. Кратность тока электродинамической стойкости трансформаторов тока [Электронный ресурс]: Электронный справочник «Dic.academic.ru». URL: [https://normative\\_reference\\_dictionary.academic.ru/30827/%D0%BA%D1%80%D0%B0%BE%D0%BA%D0%B0](https://normative_reference_dictionary.academic.ru/30827/%D0%BA%D1%80%D0%B0%BE%D0%BA%D0%B0) (дата обращения 18.02.2020).

22. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия / URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136399> (дата обращения 18.02.2020).

23. Амперметр Э32700 [Электронный ресурс]: Официальный сайт компании «КомЭлектро». URL: <http://www.com-electro.ru/product32700> (дата обращения 18.02.2020).

24. Камера (ячейка) КСО-366 [Электронный ресурс]: Официальный сайт «Челябинский завод электрооборудования». URL: [https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery\\_kso/kameri\\_sbornie\\_odnostoronnego\\_obs\\_luzhivaniya\\_serii\\_kso-366/](https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obs_luzhivaniya_serii_kso-366/) (дата обращения 25.02.2020)

25. ЩО-70 Панели низкого напряжения [Электронный ресурс]: Официальный сайт «Челябинский завод электрооборудования». URL: [https://www.chelzeo.ru/catalog/nku/paneli\\_raspredelitelnih\\_schitov\\_serii\\_scho-70/](https://www.chelzeo.ru/catalog/nku/paneli_raspredelitelnih_schitov_serii_scho-70/) (дата обращения 25.02.2020).

26. Счетчик электрической энергии многофазный многотарифный Меркурий 230 ART [Электронный ресурс]: Официальный сайт компании «IEGroup». URL: <https://www.incotexcom.ru/catalogue/m230art> (дата обращения 25.02.2020).

27. Electricity hazards safety guide. For emergency services workers. Creating a safer state with electricity and gas. Publishing «Energy Safe Victoria», 2017 [Electronic resource] / URL: <https://esv.vic.gov.au/wp-content/uploads/2017/12/ElectricityHazardsSafetyGuide.pdf>

28. Modular Transformer Electric Substations. The Best Technologies of PITERENERGOMASH [Electronic resource] / URL: [http://piterenergomash.ru/images/pdf\\_en/pem\\_mmps\\_eng.pdf](http://piterenergomash.ru/images/pdf_en/pem_mmps_eng.pdf)

29. Switches, Switch-disconnectors OT, OETL, OTDC and OTM. Power and productivity for a better world ABB [Electronic resource] / URL: <https://library.e.abb.com/public/ed5863ec304b2ca9c1257a0f003af8a1/1SCC301001C0201.pdf>

30. High and Medium Voltage Switchgear. Portfolio of Solutions EFACEC [Electronic resource] / URL: [https://www.efacec.pt/en/wp-content/uploads/2016/10/CS243I1410B1\\_low.pdf](https://www.efacec.pt/en/wp-content/uploads/2016/10/CS243I1410B1_low.pdf)

31. Magnum DS metal-enclosed low-voltage switchgear. Powering Business Worldwide EATON [Electronic resource] / URL: <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/low-voltage-power-distribution-controls-systems/switchgear/low-voltage-documents/low-voltage-switchgear-td01901001e.pdf>

32. Joshua Gentges. Electrical Injuries in the Emergency Department: An Evidence-Based Review. Emergency Medicine Practice. November 2018 [Electronic resource] / URL: <https://med.fsu.edu/sites/default/files/userFiles/1118%20Electrical%20Injuries%20EMP.pdf>