

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение эффективности системы электроснабжения предприятий ОЭЗ
«Тольятти»

Обучающийся

В. О. Антипов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент М. Н. Третьякова

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

Тольятти 2025

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ состояния и выбор способов повышения энергетической эффективности системы электроснабжения ОЭЗ ППТ города «Тольятти»	5
1.1 Общие сведения и анализ схемы электроснабжения строений административно-бытового назначения.....	5
1.2 Выбор способов повышения энергетической эффективности системы электроснабжения строений административно-бытового назначения .	11
2 Расчёт и показателей энергетической эффективности системы электроснабжения строений административно-бытового назначения ОЭЗ ППТ города «Тольятти»	15
2.1 Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе.....	15
2.2 Расчет потерь в кабельной линии электропередач.....	19
2.3 Расчет потерь напряжения в кабельных линиях 10 кВ и 0,4 кВ	23
2.4 Расчет потерь насосной станции	29
3 Выбор и технико-экономическая оценка технических решений по повышению энергетической эффективности ОЭЗ ППТ «Тольятти»	33
3.1 Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе	33
3.2 Расчет потерь в кабельной линии электропередач.....	36
3.3 Расчет потерь напряжения в кабельных линиях 10 кВ и 0,4 кВ	40
3.4 Расчет потерь насосной станции	47
3.5 Расчет и выбор компенсирующего устройства.....	49
4 Техничко-экономические расчеты	56
4.1 Экономический эффект от модернизации силовых трансформаторов .	56
4.2 Экономический эффект от модернизации кабельных линий.....	59
4.3 Экономический эффект от модернизации ГДНС	61
4.4 Экономический эффект от установки УКРМ.....	63
4.5 Экономический эффект от модернизации системы электроснабжения	66
Заключение	71
Список используемой литературы	73

Введение

На данном этапе исторического развития России для эффективного управления и укрепления экономики нашей страны государство использует такой инструмент как особые экономические зоны (ОЭЗ).

ОЭЗ представляют собой территории, в пределах которых создаются льготные условия для реализации инвестиционных проектов.

«Основными разновидностями особых экономических зон являются территории промышленно-производственные типа (ППТ), площадь которых может достигать 60 квадратных километров, где нельзя размещать жилой фонд и где рекомендуется реализация промышленно-производственной, технико-внедренческой и логистической видов деятельности.»[5]

ОЭЗ ППТ «Тольятти» – крупнейшая инвестиционная площадка нашей страны, где на территории 660 Га располагается большое количество различных предприятий, в том числе и международных.

Функционирование такого крупного объекта как ОЭЗ ППТ «Тольятти» требует бесперебойного обеспечения электроэнергией и тепловодоснабжения. Известно, что решение о создании ОЭЗ в городе Тольятти было принято в 2010 году и почти сразу началось строительство и ввод в строй её объектов. Чтобы сохранить привлекательность ОЭЗ ППТ «Тольятти» для инвесторов необходимо совершенствовать технологические процессы в пределах данной территории, в том числе повышать энергоэффективность систем, обеспечивающих функционирование располагаемых здесь предприятий и объектов инфраструктуры. С учетом отмеченного в качестве объекта магистерского исследования выбираем систему электроснабжения ОЭЗ ППТ «Тольятти». Однако, исходя из того, что на рассматриваемой территории размещено большое количество строений различного назначения, то для детального изучения выбираем объект с универсальными признаками, решения по повышению энергоэффективности которого можно будет тиражировать применительно к другим сооружениям. На этом основании в качестве предмета исследования

выбираем систему электроснабжения так называемого административного корпуса и объектов системы жизнеобеспечения ОЭЗ ППТ «Тольятти», расположенных на прилегающей к административному корпусу территории.

Объект исследования: система электроснабжения ОЭЗ ППТ «Тольятти». Предмет исследования – система электроснабжения строений административно-бытового назначения ОЭЗ ППТ «Тольятти».

Известно, что «энергоресурсосбережение является одним из основных, постоянных направлений деятельности специалистов-энергетиков и технологов, способствующих снижению издержек производства и производимых продуктов и услуг, повышению конкурентоспособности отечественных товаров.» [12] По опубликованным данным в различных отраслях промышленности имеются весьма существенные резервы для снижения затрат на энергообеспечение. Поэтому в рамках данной магистерской работы планируется выявить такие резервы, предложить решения по повышению энергоэффективности системы электроснабжения и оценить их эффективность конкретно для ОЭЗ ППТ «Тольятти».

Цель выпускной квалификационной работы (ВКР) – повышение энергоэффективности системы электроснабжения ОЭЗ промышленно-производственного типа «Тольятти» путём реконструкции системы электроснабжения строений административно-бытового назначения.

Задачи ВКР:

- Анализ состояния и выбор способов повышения энергетической эффективности системы электроснабжения ОЭЗ ППТ «Тольятти»;
- Расчет показателей энергетической эффективности системы электроснабжения строений административно-бытового назначения ОЭЗ ППТ «Тольятти»;
- Выбор и технико-экономическая оценка технических решений по повышению энергетической эффективности ОЭЗ ППТ «Тольятти».

1 Анализ состояния и выбор способов повышения энергетической эффективности системы электроснабжения ОЭЗ ППТ города «Тольятти»

1.1 Общие сведения и анализ схемы электроснабжения строений административно-бытового назначения

Важнейшим показателем энергоэффективности любого промышленного объекта является уровень потерь электрической энергии в его сетях электроснабжения [3]. Это в полной мере относится к рассматриваемой особой экономической зоне.

Наибольшую протяженность на территории ОЭЗ ППТ «Тольятти» имеют электросети классом 0,4–10 кВ. Снижение потерь электрической энергии в таких сетях позволит повысить энергоэффективность системы электроснабжения особой экономической зоны в целом. Поэтому в данной работе будет рассматриваться электроснабжение строений административно-бытового назначения ОЭЗ ППТ «Тольятти», осуществляемое от подстанции 10/0,4 кВ.

Наиболее крупным строением административно-производственного назначения особой экономической зоны является административный корпус. Проект электроснабжения рассматриваемого здания в свое время был выполнен в соответствии с требованиями действующих Правил устройства электроустановок (ПУЭ, 7 изд.), «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185-94, сводов правил СП 256.1325800.2016 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» и СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», «Инструкций по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО-153-34.21.122-2003»[17] и РД 34.21.122-87, СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства» и НТП ЭПП-94

«Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий».

Согласно технической документации, электроснабжение административного корпуса осуществляется по двум взаимно резервируемым линиям, питающихся от разных секций шин РУ-10 кВ существующего РТП-1, яч. 15 и яч. 16.

РУ-10 кВ существующего РТП-1 выполнено на базе ячеек КСО-190 с вакуумными выключателями.

Двухтрансформаторная подстанция ТП-4 с трансформаторами типа ТМГ-2500/10/0,4 кВ, питающая административный корпус и прилегающие к нему строения, относится к подстанциям тупикового исполнения.

Напряжение 10 кВ поступает на подстанцию по двум одинарным, без секционирования системам сборных шин. К ним присоединены оба силовых трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 2500 кВА.

Распределительное устройство 10 кВ комплектуется ячейками с элегазовой изоляцией серии КРУЭ с выключателями нагрузки. На РУ 10 кВ предусмотрено однорядное расположение камер КРУЭ. К каждой секции шин присоединяется по одной питающей и по одной отходящей линии. Ячейки КРУЭ рассчитаны на ток термической стойкости 20 кА.

Силовые трансформаторы, установленные на ПС 10/0,4 кВ мощностью 2500 кВА выполнены с группами соединений обмоток – Δ/Y_n-11 .

Трансформаторы подключаются к разным секциям шин 10 кВ. Ошиновка силовых трансформаторов по высокой стороне выполняется кабелем, по низкой стороне – шинами. «Обслуживание трансформаторов осуществляется через распашные ворота. В целях безопасности обслуживающего персонала на высоте 1,2 м от уровня пола устанавливаются барьеры, обозначенные знаком «Опасность поражения электрическим током» по»[13] ГОСТ Р 12.4.026-2001.

На напряжение 0,4 кВ подстанции принята одинарная, секционированная автоматическим выключателем на две секции система

сборных шин. Отходящие линии подключаются к шинам 0,4 кВ через автоматические выключатели и разъединители.

Щиты 0,4 кВ комплектуются распределительными панелями, устанавливаемыми в два ряда. В помещении ТП-4 предусматривается установка двух шкафов собственных нужд ШПСН, питание которых осуществляется от разных секций РУ-0,4 кВ через устройство АВР.

К шкафам собственных нужд подключаются сети электроотопления, сети рабочего и аварийного электроосвещения, розеточные сети и трансформаторы ремонтного электроосвещения 220/24 В.

Устройства защиты и автоматики на напряжение 10 кВ выполнены на базе малогабаритных моноблоков КРУЭ.

На приходящих к силовым трансформаторам линиях 10 кВ предусмотрена установка элегазовых выключателей для выполнения следующих защитных функций:

- защита от перегрузки силовых трансформаторов;
- защита от токов многофазных коротких замыканий.

«На стороне 0,4 кВ трансформаторной подстанции предусмотрена установка автоматических выключателей на вводах 0,4 кВ силовых трансформаторов, на отходящих линиях и на секционном выключателе. Выключатели 0,4 кВ обеспечивают выполнение следующих функций»[9]:

- защита от перегрузки;
- защита от токов короткого замыкания (токовая отсечка).

Одним из зданий, находящихся на прилегающей к административному корпусу территории, является котельная блочно-модульного типа.

Питание котельной осуществляется от разных секций шин РУ-0,4 кВ ТП-4 по двум взаимно резервируемым линиям, каждая из которых выполнена кабелем типа ПвБбШп сечением $4 \times 25 \text{ мм}^2$, проложенным в земле в одной траншее с перегородкой из кирпича. Ввод кабелей в котельную осуществляется путём их прокладки в металлических трубах диаметром

80мм. Трубы занулены присоединением к внутреннему заземляющему устройству котельной.

«Кабели электроснабжения в земле проложены в траншее по песчаной подушке толщиной 150 мм на глубине 0,7 м от верхней планировочной отметки земли с подсыпкой 150 мм привозного песка поверх кабелей. При пересечении с проезжей частью дороги, тротуарами и другими подземными инженерными коммуникациями кабели проложены в гофрированных двустенных трубах ПНД в земле на глубине 1,0 м от существующих отметок по песчаной подушке толщиной 150 мм»[14].

Здание котельной относится к электротехническим установкам с глухозаземленной нейтралью. Электроснабжение котельной выполнено по системе TN-C-S, в которой нулевой защитный проводник (РЕ) и нулевой проводник (N) разделены на всем протяжении, начиная от щита ВРУ.

Для «защиты обслуживающего персонала предусмотрено защитное заземление. В качестве заземляющих проводников используются рабочие и специально предназначенные нулевые жилы питающих и распределительных сетей, соединенные с нулевой жилой питающих кабелей. Заземлены корпуса электрооборудования, электродвигателей, светильников, конструкции кабельных трасс и прочее оборудование, не находящееся под напряжением в нормальном режиме, но могущее оказаться под таковым вследствие нарушения изоляции. Заземление выполнено путём присоединения заземляемых электроустановки к нулевому проводу питающей сети с помощью защитного проводника (РЕ), в качестве которого используются отдельные жилы кабеля или специально проложенные проводники с изоляцией зелено-жёлтого цвета. Защитный проводник проложен таким образом, чтобы при демонтаже оборудования не происходило разрыва заземления других аппаратов. Ответвления защитного проводника произведено в распаечной коробке. При этом применено неразъемное соединение спецзажимом, обеспечивающим надёжный контакт. Подключение нулевого защитного проводника к нулевой шине вводного»[6]

щита «выполнено под разные зажимы с нулевым рабочим проводником. Заземление светильников предусмотрено отдельным проводником от нулевой защитной шины питающего щита (РЕ).»[8]

Для защиты персонала от поражения электрическим током на ТП-4 предусмотрена система защитного заземления. Заземляющее устройство трансформаторной подстанции принято общим для напряжения 10 кВ и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства не превышает $R_z \leq 4$ Ом в любое время года. В случае превышения указанного значения предусмотрено выполнение монтажа дополнительных электродов.

«В нижней части здания ТП-4 имеются две клеммы для подключения внешнего контура заземления, к нему электросваркой подсоединены все железобетонные части здания, а также внешний и внутренний контур заземления.»[15]

Внутренний контур заземления, выполненный из металлической полосы 40×4 мм, проходит по периметру здания ТП-4, к нему присоединены все проводящие части, подлежащие заземлению, а именно: «нейтраль трансформатора на стороне НН – медным проводником или стальной полосой 4×40 мм²; корпус трансформатора – медным проводником сечением не менее 50 мм²; металлические нетоковедущие части РУВН и РУНН – гибкими медными проводниками сечением не менее 50 мм²; металлические нетоковедущие части щитового оборудования – гибкими медными проводниками сечением 16 «мм².»[28] Внутренний контур заземления трансформаторной подстанции присоединен к внешнему контуру не менее, чем в двух местах.

Главная заземляющая шина (ГЗШ) выполнена из стальной полосы 5×40 мм и расположена рядом с ВРУ на отметке 0,5 м от пола. К»[17] «ГЗШ присоединяется PEN-проводник питающей линии, заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству электроустановки, металлические трубы коммуникаций, входящие в сооружение,» [6] система молниезащиты.

На рисунке 1 можно видеть генеральный план анализируемого участка с питающей подстанцией и строениями административно-бытового назначения, располагаемых на территории ОЭЗ ППТ «Тольятти».

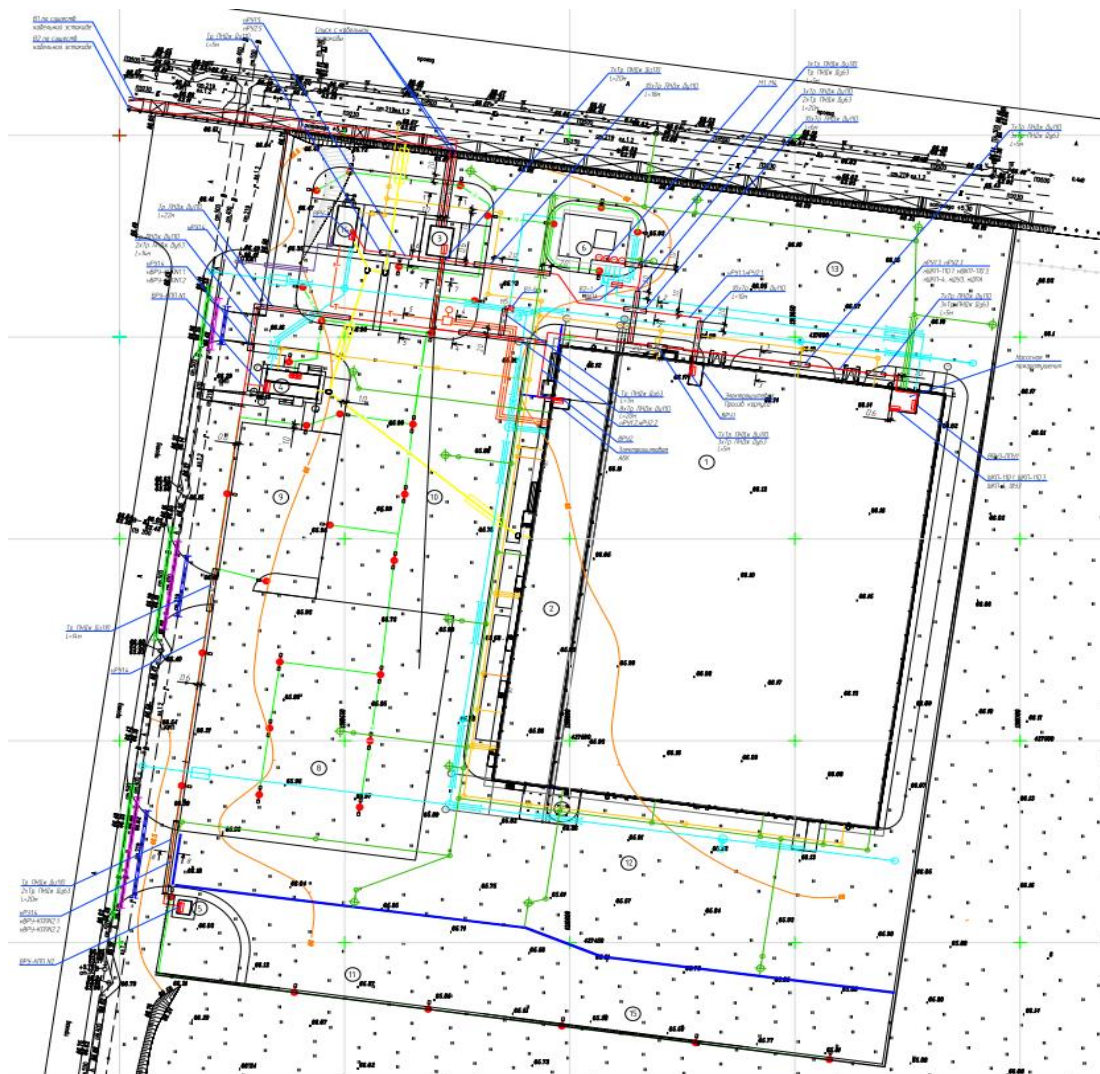


Рисунок 1 – Генеральный план объекта

Согласно имеющемуся плану, административное здание находится на расстоянии 225 м от питающей подстанции 10/04 кВ, котельная – на расстоянии 338 м, склад и гараж удалены на 218 м и 178 м – соответственно. Наиболее удаленным объектом является главная дренажная насосная станция (ГДНС). От источника электроснабжения до ГДНС расстояние составляет 517 м.

1.2 Выбор способов повышения энергетической эффективности системы электроснабжения строений административно-бытового назначения

Для выявления способов повышения энергоэффективности системы электроснабжения строений административно-бытового назначения ОЭЗ ППТ «Тольятти» рассмотрим однолинейную схему питания этих объектов, представленную на рисунке 2.

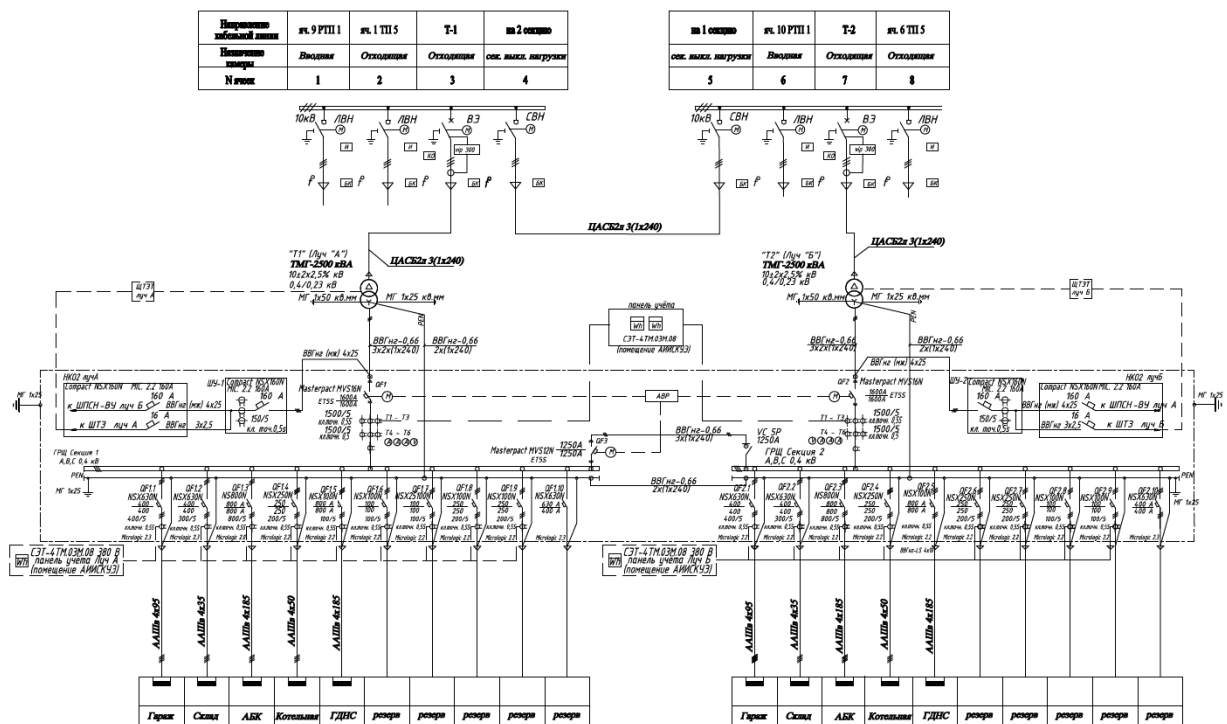


Рисунок 2 – Однолинейная схема питания административного корпуса

Согласно имеющимся данным питание потребителей осуществляется с секций шин 0,4 кВ через воздушные выключатели серии NSX производства Schneider Electric. Секции шин 0,4 кВ взаимно резервируются через секционный выключатель серии Masterpactc NW 12 (Schneider Electric) с номинальным током 1250 А и секционный разъединитель.

Секции шин 0,4 кВ питаются от двух силовых понижающих трансформаторов ТМГ-2500/10/0,4 кВ через вводные воздушные выключатели серии Masterpact NW 16 (Schneider Electric) с номинальным током 1600А.

В свою очередь питание на рассматриваемую подстанцию, обозначаемую как ТП-4, поступает с РТП-1 на секцию шин 10 кВ понизительного трансформатора ТМГ-2500/10/0,4 кВ через вакуумный выключатель масляным кабелем марки ЦАСБ2л 3×240-10.

По паспортным данным установленные на ТП-4 силовые трансформаторы ТМГ-2500/10/0,4 кВ имеют следующие ключевые характеристики:

- «потери холостого хода – $\Delta P_{\text{ХХ}} = 6$ кВт;
- потери короткого замыкания – $\Delta P_{\text{КЗ}} = 42$ кВт;
- ток холостого хода – $i_{\text{ХХ}} = 0,4\%$.

Проверим эти параметры на соответствие с»[23] требованиями к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания, изложенными в действующем нормативном документе СТО 34.01–3.2–011–2021 «Трансформаторы силовые распределительные 6–10 кВ мощностью 62–2500кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания».

«Указанным нормативным документом установлены четыре категории уровней максимальных потерь холостого хода и короткого замыкания в зависимости»[23] от класса энергоэффективности трансформатора. Для класса энергоэффективности №1 – «стандартный», который соответствует выпускаемым в настоящее время трансформаторам мощностью 2500кВа и напряжением 10/0,4 кВ, максимальные потери холостого хода соответствуют $\Delta P_{\text{ХХ}} = 2,65$ кВт, а потери короткого замыкания – $\Delta P_{\text{КЗ}} = 26,5$ кВт. Очевидно, что установленные на ТП-4 трансформаторы ТМГ-2500/10/0,4 кВ обладают значительно худшими характеристиками. Это позволяет сделать вывод о перспективности замены эксплуатируемых трансформаторов на

выпускаемые в настоящее время «стандартные» трансформаторы с классом энергоэффективности №1.

«Вторым перспективным направлением снижения потерь электроэнергии в рассмотренной системе электроснабжения являются кабельные линии, потери в которых также являются весьма значимыми для рассматриваемой системы электроснабжения.»[16] В таблице 1 приведены сведения о проложенных на анализируемой территории кабелях. Все имеющиеся линии пронумерованы (S1, S2, ..., S12). По имеющимся данным общая длина кабельных линий превышает 9 км. Поэтому применение кабелей с меньшими удельными сопротивлениями позволит снизить электрические потери и повысить энергоэффективность системы электроснабжения рассматриваемого объекта в целом.

Таблица 1 – Характеристика кабельной линии

Номер линии	Кабель	L, км	Сечение кабеля, мм ²	r ₀ , Ом/км
S1	ЦАСБ2л	3,126	240	0,2051
S2	ЦАСБ2л	3,126	240	0,2051
S3	ААШв	0,225	185	0,17
S4	ААШв	0,228	185	0,17
S5	ААШв	0,218	95	0,34
S6	ААШв	0,223	95	0,34
S7	ААШв	0,178	50	0,64
S8	ААШв	0,182	50	0,64
S9	ААШв	0,338	35	0,92

Продолжение таблицы 1

Номер линии	Кабель	L, км	Сечение кабеля, мм ²	r ₀ , Ом/км
S10	ААШв	0,342	35	0,92
S11	ААШв	0,517	185	0,17
S12	ААШв	0,525	185	0,17

«Как было отмечено выше, одним из потребителей рассматриваемой подстанции является ГДНС. Основными электроприёмниками дренажной станции являются насосные установки с мощными асинхронными двигателями, которые при функционировании потребляют значительную реактивную мощность.»[18] Это приводит к значительному снижению коэффициента мощности системы питающей сети и повышенным потерям электроэнергии. Компенсация потребляемой реактивной на данной подстанции может также значительно снизить электрические потери и повысить эффективность системы электроснабжения. Это – третье техническое решение, возможность применения которого для ТП-4 ОЭЗ ППТ «Тольятти» целесообразно рассмотреть в рамках данной работы.

Вывод по разделу 1.

Обосновано, что повышению энергоэффективности системы электроснабжения строений административно-бытового назначения ОЭЗ ППТ «Тольятти» могут способствовать следующие технические мероприятия:

- замена установленных на ТП-4 силовых трансформаторов на выпускаемые в настоящее время «стандартные» трансформаторы с классом энергоэффективности №1;
- замена отходящих кабельных линий с РТП-1 и с ТП-4 на кабели с меньшими удельными потерями;
- компенсация реактивной мощности на стороне 0,4 кВ ТП-4.

2 Расчёт и показателей энергетической эффективности системы электроснабжения строений административно-бытового назначения ОЭЗ ППТ города «Тольятти»

2.1 Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе

Для проверки целесообразности замены силовых трансформаторов, установленных на ТП-4 на выпускаемые в настоящее время «стандартные» трансформаторы с классом энергоэффективности №1, проведем расчёт потерь электроэнергии, возникающих в процессе работы действующих трансформаторов.

«Технические характеристики эксплуатируемого трансформатора ТМГ-2500/10/0,4 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики трансформатора ТМГ 2500/10/0,4»[7]

Марка	Мощность, $S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение обмоток U, кВ		Обмотки ТМГ	Потери, кВт		U, к.з. %	I _{хх} %
					х.х	к.з		
ТМГ- 2500 10/0,4	2500	10	0,4	Д/УН-11	6	42	6	0,4

«Вычислим количество потерь реактивной мощности в трансформаторе при работе в режиме холостого хода (х.х.) при помощи формулы»[2] (1):

$$Q_{\text{х.х.}} = \frac{I_{\text{х.х.}} \%}{100} \cdot S_{\text{ном}}, \quad (1)$$

$$Q_{\text{х.х.}} = \frac{0,4}{100} \cdot 2500 = 10 \text{ квар.}$$

Рассчитаем приведенные потери мощности трансформатора в «режиме холостого хода (х.х.) по формуле (2):

$$P'_{x.x.} = \Delta P_{x.x.} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{x.x.}, \quad (2)$$

$$P'_{x.x.} = 6 + 0,05 \cdot 10 = 6,5 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{x.x.}$ – потери холостого хода в трансформаторе;

$\kappa_{и.п.}$ – коэффициент изменения потерь в трансформаторах, в силовых трансформаторах считаем 0,05 кВт/квар;

$Q_{x.x.}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода.

Необходимо понимать величину нагрузки подстанции. Для этого используем годовой график нагрузки, представленный на рисунке 3.»[1]

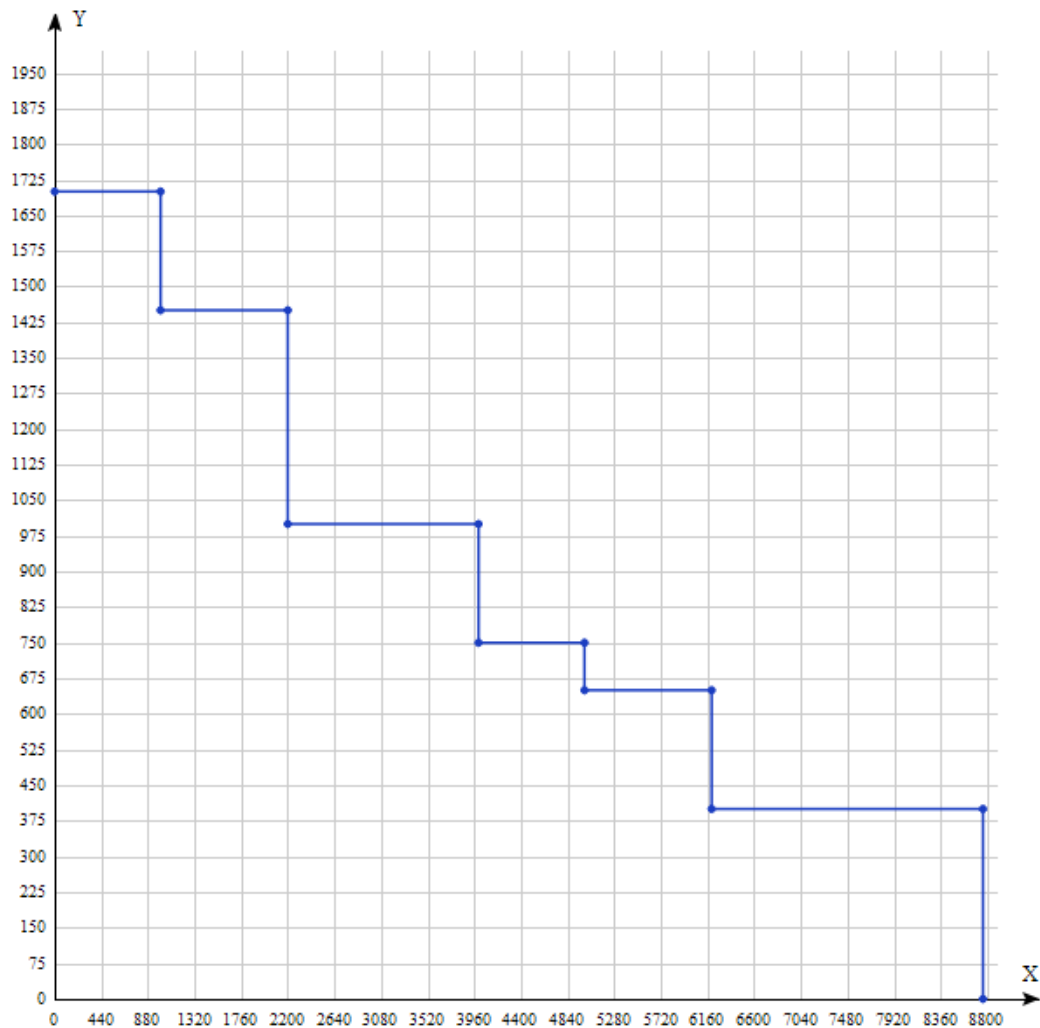


Рисунок 3 – Годовой график нагрузки подстанции

«Рассчитаем коэффициенты загрузки каждой обмотки трансформатора типа ТМГ-2500/10/0,4 по формуле (3):»[4]

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = \frac{1700}{2500} = 0,68. \quad (3)$$

«Определим сумму потерь активной мощности в понизительном трансформаторе, используя формулу (4):

$$\Delta P = \Delta P_{\text{х.х.}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot K_3, \quad (4)$$

$$\Delta P = 6 + 42 \cdot 0,68 = 34,56 \text{ кВт},$$

где ΔP — общая величина потерь активной мощности трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{х.х.}}$ — технические потери холостого хода (заводская величина), кВт;

$\Delta P_{\text{к.з.}}$ — технические потери короткого замыкания (заводская величина), кВт;

K_3 — коэффициент загрузки трансформатора.

Суммарную потерю реактивной мощности определим по формуле (5):

$$\Delta Q = \frac{I_{\text{х.х.}}}{100} \cdot S_{\text{ном}} + \frac{U_{\text{х.х.}}}{100} \cdot S_{\text{ном}} \cdot K_3 \quad (5)$$

$$\Delta Q = \frac{0,4}{100} \cdot 2500 + \frac{6}{100} \cdot 2500 \cdot 0,68 = 112 \text{ квар},$$

где ΔQ — величина потерь реактивной мощности трансформатора;

$I_{\text{х.х.}}$ — ток холостого хода, %;

$U_{\text{х.х.}}$ — напряжение холостого хода, %;

$S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность силового трансформатора;

K_3 — коэффициент загрузки трансформатора»[4].

«Общие потери мощности трансформатора вычислим с помощью формулы (6):»[3]

$$\Delta S = (\Delta P^2 + \Delta Q^2)^{\frac{1}{2}}, \quad (6)$$

$$\Delta S = (34,56^2 + 112^2)^{\frac{1}{2}} = 117,211 \text{ кВА.}$$

Сумма «потерь активной энергии трансформатора вычислим при помощи формулы (7):

$$\Delta W_a = \Delta P_{x.x.} \cdot T + \Delta P \cdot \kappa_3 \quad (7)$$

$$\Delta W_a = 36815,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Сумма потерь реактивной энергии трансформатора за год определим с помощью формулы (8):»[3]

$$\Delta W_p = (I_{x.x.} \cdot T + U_{x.x.} \cdot \kappa_3) \cdot \frac{S_{ном}}{100}, \quad (8)$$

$$\Delta W_p = 61422 \text{ квар} \cdot \text{ч.}$$

«Общие потери электрической энергии в трансформаторе за год определим, используя формулу (9):

$$\Delta W = (\Delta W_a^2 + \Delta W_p^2)^{\frac{1}{2}} \quad (9)$$

$$\Delta W = 71610,4 \text{ кВт.}$$

Суммарные потери двух трансформаторов составляют 143220,8 кВт.

Цена на одноставочный тариф за электроэнергию по Самарской области в городе Тольятти на 2024 год равен 5,48 рубля за 1 кВт·ч»[2].

Рассчитаем финансовые потери трансформатора типа ТМГ-2500/10/0,4 за год».

$$I_3 = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_3,$$

$$I_3 = 71610,4 \cdot 5,48 = 392424,99 \text{ руб/год.}$$

Суммарные финансовые потери двухтрансформаторной подстанции составляют 784849,98 руб. год.

2.2 Расчет потерь в кабельной линии электропередач

«Передача электрической энергии потребителям обычно осуществляется воздушными, кабельными и совмещенными линиями электропередачи.»[3] «На рассматриваемом объекте передача электроэнергии осуществляется в основном по кабельным линиям.»[19] Поэтому основные потери приходятся именно на кабельные линии. Характеристики кабельных линий представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика кабельной линии

Номер линии	Кабель	L, км	Сечение кабеля, мм ²	r ₀ , Ом/км
S1	ЦАСБ2л	3,126	240	0,2051
S2	ЦАСБ2л	3,126	240	0,2051
S3	ААШв	0,225	185	0,17
S4	ААШв	0,228	185	0,17
S5	ААШв	0,218	95	0,34
S6	ААШв	0,223	95	0,34

Продолжение таблицы 3

Номер линии	Кабель	L, км	Сечение кабеля, мм ²	r ₀ , Ом/км
S7	ААШв	0,178	50	0,64
S8	ААШв	0,182	50	0,64
S9	ААШв	0,338	35	0,92
S10	ААШв	0,342	35	0,92
S11	ААШв	0,517	185	0,17
S12	ААШв	0,525	185	0,17

Для «вычисления потерь электроэнергии на кабельных линиях используем формулу (10):

$$\Delta W_{\text{кл}} = \frac{P_{\text{кл}}^2 + Q_{\text{кл}}^2}{10^3 \cdot U_{\text{кл}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{кл}} \cdot T + \Delta P_y \cdot L_{\text{кл}} \cdot T \quad (10)$$

где $\Delta W_{\text{кл}}$ – потери электрической энергии в кабельных линиях, кВт·ч;

$P_{\text{кл}}$ – активная мощность, передаваемая по кабельным линиям за определенное время T, кВт;

$Q_{\text{кл}}$ – реактивная мощность, передаваемая по кабельным линиям за определенное время T, квар;

$U_{\text{кл}}$ – напряжение на кабельных линиях, кВ;

r_0 – удельное сопротивление кабеля, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина кабельной линии, км;

T – временной интервал, принятый равным 30 мин. или 0,5 часа;

ΔP_y – потери электроэнергии из-за токов утечки, кВт·ч/ км.»[1]

$$\Delta P_y = \frac{1000 \cdot P_0}{365 \cdot 24}, \quad (11)$$

где P_0 – значение, взятое из таблицы 4.

Таблица 4 – Потери мощности из-за токов утечки

Потери электроэнергии из-за токов утечки в год, кВт·ч/км, кВ	
0,4 кВ	10 кВ
0,012	0,022

$$\Delta W_{S1} = \frac{1,56^2 + 0,72^2}{10^3 \cdot 10^2} \cdot 0,2051 \cdot 3,126 \cdot 0,5 + 0,0025 \cdot 3,126 \cdot 0,5$$

$$= 0,041 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(12)

$$\Delta W_{S2} = \frac{1,56^2 + 0,72^2}{10^3 \cdot 10^2} \cdot 0,2051 \cdot 3,126 \cdot 0,5 + 0,0025 \cdot 3,126 \cdot 0,5$$

$$= 0,041 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(13)

$$\Delta W_{S3} = \frac{0,636^2 + 0,25^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,17 \cdot 0,225 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,225 \cdot 0,5$$

$$= 0,00213 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(14)

$$\Delta W_{S4} = \frac{0,636^2 + 0,25^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,17 \cdot 0,228 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,228 \cdot 0,5$$

$$= 0,00213 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(15)

$$\Delta W_{S5} = \frac{0,143^2 + 0,08^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,34 \cdot 0,218 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,218 \cdot 0,5$$

$$= 0,0093 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(16)

$$\Delta W_{S6} = \frac{0,143^2 + 0,08^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,34 \cdot 0,223 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,223 \cdot 0,5$$

$$= 0,0093 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(17)

$$\Delta W_{S7} = \frac{0,181^2 + 0,09^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,64 \cdot 0,178 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,178 \cdot 0,5$$

$$= 0,0013 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(18)

$$\Delta W_{S8} = \frac{0,181^2 + 0,09^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,64 \cdot 0,182 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,182 \cdot 0,5$$

$$= 0,0013 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(19)

$$\Delta W_{S9} = \frac{0,1^2 + 0,06^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,92 \cdot 0,338 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,338 \cdot 0,5$$

$$= 0,0025 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(20)

$$\Delta W_{S10} = \frac{0,1^2 + 0,06^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,92 \cdot 0,342 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,342 \cdot 0,5$$

$$= 0,0025 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(21)

$$\Delta W_{S11} = \frac{0,44^2 + 0,38^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,17 \cdot 0,517 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,517 \cdot 0,5$$

$$= 0,0041 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(22)

$$\Delta W_{S12} = \frac{0,44^2 + 0,38^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,17 \cdot 0,525 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,525 \cdot 0,5$$

$$= 0,0041 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(23)

Определим общую сумму потерь в кабельных линиях электропередач.

$$\Sigma \Delta W = 2,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери составят:

$$\Sigma \Delta W \cdot T = 2,1 \cdot 8760 = 18396 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

«Цена одноставочного тарифа на 2024 год в Самарской области города Тольятти составляет 5,48 рубля за 1 кВт·ч.

Вычислим стоимость годовых потерь электрической энергии на кабельных линиях распределительной сети:

$$И_э = \Delta W \cdot C_э,$$

$$И_э = 18396 \cdot 5,48 = 100810,1 \text{ руб/год.} \text{»}[3]$$

2.3 Расчет потерь напряжения в кабельных линиях 10 кВ и 0,4 кВ

«Производить расчет потерь напряжения нужно в «номинальном режиме работы линий – при нагрузке в 100% и в рабочем режиме при загрузке линий на 25%.»[20]

Определим потери напряжения на каждом из имеющихся участков линий по формуле (24):

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1}, \quad (24)$$

где ΔU – сумма потерь напряжения на кабельной линии, кВ;

P, Q – активная и реактивная мощности участка линии, кВт, квар;

R, X – активное и реактивное сопротивления участка линии, Ом;»[1]

« U_1 – напряжение в головной (начальной) части участка кабельной линии.

Напряжение на самом удаленном участке кабельной линии электропередачи определим исходя из следующих параметров:

– ΔU , сумма потерь напряжение на участке кабельной линии, кВ;

– U_1 , напряжение в начальной части участка воздушной линии.»[3]

В режиме 100% загрузки кабельной линии падение напряжения будет рассчитано по формуле (25):

Для кабельной линии S1:

$$\begin{aligned} \Delta U_{S1} &= \frac{P_{S1} \cdot R_{S1} + Q_{S1} \cdot X_{S1}}{U_{S1}}, \\ \Delta U_{S1} &= \frac{1,56 \cdot 0,205 + 0,72 \cdot 0,095}{10} = 388,2 \text{ В}, \\ U_{S1-1} &= U_{S1} - \Delta U_{S1} = 10 - 0,39 = 9,61 \text{ кВ}. \end{aligned} \quad (25)$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S1} = \frac{0,25 \cdot (P_{S1} \cdot R_{S1} + Q_{S1} \cdot X_{S1})}{U_{S1}},$$
$$\Delta U_{S1} = \frac{0,25 \cdot (1,56 \cdot 0,205 + 0,72 \cdot 0,095)}{10} = 97,1B,$$
$$U_{S1-1} = U_{S1} - \Delta U_{S1} = 10 - 0,1 = 9,9 \text{ кВ}.$$

Для кабельной линии S2:

$$\Delta U_{S2} = \frac{P_{S2} \cdot R_{S2} + Q_{S2} \cdot X_{S2}}{U_{S2}},$$
$$\Delta U_{S2} = \frac{1,56 \cdot 0,205 + 0,72 \cdot 0,095}{10} = 388,2B,$$
$$U_{S2-2} = U_{S2} - \Delta U_{S2} = 10 - 0,39 = 9,61 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S2} = \frac{0,25 \cdot (P_{S2} \cdot R_{S2} + Q_{S2} \cdot X_{S2})}{U_{S2}},$$
$$\Delta U_{S2} = \frac{0,25 \cdot (1,56 \cdot 0,205 + 0,72 \cdot 0,095)}{10} = 97,1B,$$
$$U_{S2-2} = U_{S2} - \Delta U_{S2} = 10 - 0,1 = 9,9 \text{ кВ}.$$

Для кабельной линии S3:

$$\Delta U_{S3} = \frac{P_{S3} \cdot R_{S3} + Q_{S3} \cdot X_{S3}}{U_{S3}},$$
$$\Delta U_{S3} = \frac{0,636 \cdot 0,17 + 0,25 \cdot 0,073}{400} = 31,6B,$$
$$U_{S3-3} = U_{S3} - \Delta U_{S3} = 400 - 31,6 = 368,4B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S3} = \frac{0,25 \cdot (P_{S3} \cdot R_{S3} + Q_{S3} \cdot X_{S3})}{U_{S3}},$$

$$\Delta U_{S3} = \frac{0,25 \cdot (0,636 \cdot 0,17 + 0,25 \cdot 0,073)}{400} = 7,9B,$$

$$U_{S3-3} = U_{S3} - \Delta U_{S3} = 400 - 7,9 = 392,1B.$$

Для кабельной линии S4:

$$\Delta U_{S4} = \frac{P_{S4} \cdot R_{S4} + Q_{S4} \cdot X_{S4}}{U_{S4}},$$

$$\Delta U_{S4} = \frac{0,636 \cdot 0,17 + 0,25 \cdot 0,073}{400} = 31,6B,$$

$$U_{S4-4} = U_{S4} - \Delta U_{S4} = 400 - 31,6 = 368,4B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S4} = \frac{0,25 \cdot (P_{S4} \cdot R_{S4} + Q_{S4} \cdot X_{S4})}{U_{S4}},$$

$$\Delta U_{S4} = \frac{0,25 \cdot (0,636 \cdot 0,17 + 0,25 \cdot 0,073)}{400} = 7,9B,$$

$$U_{S4-4} = U_{S4} - \Delta U_{S4} = 400 - 7,9 = 392,1B.$$

Для кабельной линии S5:

$$\Delta U_{S5} = \frac{P_{S5} \cdot R_{S5} + Q_{S5} \cdot X_{S5}}{U_{S5}},$$

$$\Delta U_{S5} = \frac{0,143 \cdot 0,34 + 0,08 \cdot 0,079}{400} = 13,8B,$$

$$U_{S5-5} = U_{S5} - \Delta U_{S5} = 400 - 32 = 368,2B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S5} = \frac{0,25 \cdot (P_{S5} \cdot R_{S5} + Q_{S5} \cdot X_{S5})}{U_{S5}},$$

$$\Delta U_{S5} = \frac{0,25 \cdot (0,143 \cdot 0,34 + 0,08 \cdot 0,079)}{400} = 3,5B,$$

$$U_{S5-5} = U_{S5} - \Delta U_{S5} = 400 - 3,5 = 396,5B.$$

Для кабельной линии S6:

$$\Delta U_{S6} = \frac{P_{S6} \cdot R_{S6} + Q_{S6} \cdot X_{S6}}{U_{S6}},$$

$$\Delta U_{S6} = \frac{0,143 \cdot 0,34 + 0,08 \cdot 0,079}{400} = 13,8B,$$

$$U_{S6-6} = U_{S6} - \Delta U_{S6} = 400 - 32 = 366,2B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S6} = \frac{0,25 \cdot (P_{S6} \cdot R_{S6} + Q_{S6} \cdot X_{S6})}{U_{S6}},$$

$$\Delta U_{S6} = \frac{0,25 \cdot (0,143 \cdot 0,34 + 0,08 \cdot 0,079)}{400} = 3,5B,$$

$$U_{S6-6} = U_{S6} - \Delta U_{S6} = 400 - 3,5 = 396,5B.$$

Для кабельной линии S7:

$$\Delta U_{S7} = \frac{P_{S7} \cdot R_{S7} + Q_{S7} \cdot X_{S7}}{U_{S7}},$$

$$\Delta U_{S7} = \frac{0,181 \cdot 0,64 + 0,09 \cdot 0,084}{400} = 30,9B,$$

$$U_{S7-7} = U_{S7} - \Delta U_{S7} = 400 - 30,9 = 369,1B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S7} = \frac{0,25 \cdot (P_{S7} \cdot R_{S7} + Q_{S7} \cdot X_{S7})}{U_{S7}},$$

$$\Delta U_{S7} = \frac{0,25 \cdot (0,181 \cdot 0,64 + 0,09 \cdot 0,084)}{400} = 7,8B,$$

$$U_{S7-7} = U_{S7} - \Delta U_{S7} = 400 - 7,8 = 392,2B.$$

Для кабельной линии S8:

$$\Delta U_{S8} = \frac{P_{S8} \cdot R_{S8} + Q_{S8} \cdot X_{S8}}{U_{S8}},$$

$$\Delta U_{S8} = \frac{0,181 \cdot 0,64 + 0,09 \cdot 0,084}{400} = 30,9B,$$

$$U_{S8-8} = U_{S8} - \Delta U_{S8} = 400 - 30,9 = 369,1B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S8} = \frac{0,25 \cdot (P_{S8} \cdot R_{S8} + Q_{S8} \cdot X_{S8})}{U_{S8}},$$

$$\Delta U_{S8} = \frac{0,25 \cdot (0,181 \cdot 0,64 + 0,09 \cdot 0,084)}{400} = 7,8B,$$

$$U_{S8-8} = U_{S8} - \Delta U_{S8} = 400 - 7,8 = 392,2B.$$

Для кабельной линии S9:

$$\Delta U_{S9} = \frac{P_{S9} \cdot R_{S9} + Q_{S9} \cdot X_{S9}}{U_{S9}},$$

$$\Delta U_{S9} = \frac{0,1 \cdot 0,92 + 0,06 \cdot 0,088}{400} = 24,3B,$$

$$U_{S9-9} = U_{S9} - \Delta U_{S9} = 400 - 24,3 = 375,7B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S9} = \frac{0,25 \cdot (P_{S9} \cdot R_{S9} + Q_{S9} \cdot X_{S9})}{U_{S9}},$$

$$\Delta U_{S9} = \frac{0,25 \cdot (0,1 \cdot 0,92 + 0,06 \cdot 0,088)}{400} = 6,1B,$$

$$U_{S9-9} = U_{S9} - \Delta U_{S9} = 400 - 6,1 = 393,9B.$$

Для кабельной линии S10:

$$\Delta U_{S10} = \frac{P_{S10} \cdot R_{S10} + Q_{S10} \cdot X_{S10}}{U_{S10}},$$

$$\Delta U_{S10} = \frac{0,1 \cdot 0,92 + 0,06 \cdot 0,088}{400} = 24,3B,$$

$$U_{S10-10} = U_{S10} - \Delta U_{S10} = 400 - 24,3 = 375,7B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S10} = \frac{0,25 \cdot (P_{S10} \cdot R_{S10} + Q_{S10} \cdot X_{S10})}{U_{S10}},$$

$$\Delta U_{S10} = \frac{0,25 \cdot (0,1 \cdot 0,92 + 0,06 \cdot 0,088)}{400} = 6,1B,$$

$$U_{S10-10} = U_{S10} - \Delta U_{S10} = 400 - 6,1 = 393,9B.$$

Для кабельной линии S11:

$$\Delta U_{S11} = \frac{P_{S11} \cdot R_{S11} + Q_{S11} \cdot X_{S11}}{U_{S11}},$$

$$\Delta U_{S11} = \frac{0,44 \cdot 0,17 + 0,38 \cdot 0,073}{400} = 25,6B,$$

$$U_{S11-11} = U_{S11} - \Delta U_{S11} = 400 - 25,6 = 374,4B.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S11} = \frac{0,25 \cdot (P_{S11} \cdot R_{S11} + Q_{S11} \cdot X_{S11})}{U_{S11}},$$

$$\Delta U_{S11} = \frac{0,25 \cdot (0,44 \cdot 0,17 + 0,38 \cdot 0,073)}{400} = 6,4В,$$

$$U_{S11-11} = U_{S11} - \Delta U_{S11} = 400 - 6,4 = 393,6В.$$

Для кабельной линии S12:

$$\Delta U_{S12} = \frac{P_{S12} \cdot R_{S12} + Q_{S12} \cdot X_{S12}}{U_{S12}},$$

$$\Delta U_{S12} = \frac{0,44 \cdot 0,17 + 0,38 \cdot 0,073}{400} = 25,6В,$$

$$U_{S12-12} = U_{S12} - \Delta U_{S12} = 400 - 25,6 = 374,4В.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S12} = \frac{0,25 \cdot (P_{S12} \cdot R_{S12} + Q_{S12} \cdot X_{S12})}{U_{S12}},$$

$$U_{S12} = \frac{0,25 \cdot (0,44 \cdot 0,17 + 0,38 \cdot 0,073)}{400} = 6,4В.$$

$$\Delta U_{S12-12} = U_{S12} - \Delta U_{S12} = 400 - 6,4 = 393,6В.$$

2.4 Расчет потерь насосной станции

На территории особой экономической зоны находится главная дренажная насосная станция, оснащенная четырьмя насосными установками типа Flygt NP 3231/705 с асинхронными двигателями типа ABLE Y2 315S – 3Ф мощностью 110 кВт·ч.

Технические характеристики асинхронного двигателя ABLE Y2 315S – 3Ф приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики асинхронного двигателя
ABLE Y2 315S – 3Ф

Марка	Мощность, кВт	Номинальная частота вращения, об/м	$\cos \varphi$	Номинальный ток, А	Активное сопротивление обмотки статора, Ом
ABLE Y2 315S – 3Ф	110	1485	0,57	295	0,096

Вычислим полезную мощность в асинхронном двигателе при помощи формулы (26):

$$P_2 = P_1 - P_{\Sigma 1} \quad (26)$$

$$P_2 = 110,9 - 25,06 = 85,84 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где P_2 – полезная мощность на выходе;

P_1 – активная мощность, подводимая к двигателю;

$P_{\Sigma 1}$ – электрические потери в статоре.

Активную мощность, подводимую к двигателю, вычислим по формуле (27):

$$P_1 = m \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi \quad (27)$$

$$P_1 = 3 \cdot 220 \cdot 295 \cdot 0,57 = 110,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где m – число фаз;

U_1 – напряжение на статорной обмотке;

I_1 – ток в статорной обмотке.

Найдем электрические потери в статоре по формуле (28):

$$P_{\Sigma 1} = m \cdot I_1^2 \cdot r_1. \quad (28)$$

$$P_{\Sigma 1} = 3 \cdot 295^2 \cdot 0,096 = 25,06 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Коэффициент полезного действия асинхронной машины найдем по формуле (29):

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100\%. \quad (29)$$

$$\eta = \frac{85,84}{110,9} \cdot 100\% = 77,4\%.$$

«Для остальных двигателей произведены аналогичные расчеты. Суммарные потери ГДНС составляют 100,24 кВт·ч. Среднее годовое использование насосной станции составляет 70% времени.»[21]

Найдем среднегодовые потери электроэнергии по формуле (30):

$$P_{с.г} = T \cdot P_{\Sigma 1.сум}. \quad (30)$$

$$P_{с.г} = 6132 \cdot 100,24 = 614671,68 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

«Стоимость одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти на 2024 составляет 5,48 рубля за 1 кВт·ч.

Экономическая цена потерь электрической энергии за календарный год будет рассчитана по формуле (31):»[1]

$$И_э = P_{с.г} \cdot C_э, \quad (31)$$

$$И_э = 614671,68 \cdot 5,48 = 3368400,81 \text{ руб/год}.$$

Вывод по разделу 2.

Рассчитаны потери электроэнергии в двух силовых трансформаторах типа ТМГ–2500/10/0,4, установленных на подстанции ТП-4. Электрические потери составляют 143290,8 кВт в год, что в денежном эквиваленте соответствует 784849,98 руб. год.

Определены электрические потери на кабельных линиях, обеспечивающих электроснабжение электропотребителей ТП-4. Годовые электрические потери равны 18396 кВт, что в денежном эквиваленте составляет 100810,1 руб в год.

«Найдены потери напряжения на сторонах 10кВ и 0,4кВ для двенадцати кабельных линий.»[22] Полученные данные будут использованы далее для проверки на соответствие требованиям ПУЭ («Правила устройства электроустановок»).

Рассчитаны потери электроэнергии, возникающие при работе четырёх асинхронных двигателей, установленных на главной дренажной насосной станции. Потери электроэнергии составляют 614671 кВт, что в денежном эквиваленте соответствует 3368400,81 руб. в год.

Выявлено, что коэффициент мощности каждого из имеющихся асинхронных двигателей, функционирующих на дренажной насосной станции, равен $\cos\varphi = 0,58$. Следовательно, электроприёмники главной дренажной насосной станции потребляют значительную реактивную мощность. Поэтому компенсация реактивной мощности, потребляемой потребителями ТП-4 является целесообразной.

3 Выбор и технико-экономическая оценка технических решений по повышению энергетической эффективности ОЭЗ ППТ «Тольятти»

3.1 Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе

Для проверки целесообразности замены силовых трансформаторов, установленных на ТП-4 на выпускаемые в настоящее время «стандартные» трансформаторы с классом энергоэффективности №1, проведем расчёт потерь электроэнергии для новых трансформаторов от барнаульского завода «Арктика».

«Технические характеристики нового трансформатора ТМГ-2500/10/0,4 приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные характеристики нового трансформатора ТМГ 2500/10/0,4»[7]

Марка	Мощность, $S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение обмоток U, кВ		Обмотки ТМГ	Потери, кВт		U, к.з. %	I хх %
					х.х	к.з		
ТМГ- 2500 10/0,4	2500	10	0,4	Д/УН-11	2,4	19,8	6	0,4

«Вычислим количество потерь реактивной мощности в трансформаторе при работе в режиме холостого хода (х.х.) при помощи формулы (32):

$$Q_{\text{х.х.}} = \frac{I_{\text{х.х.}} \%}{100} \cdot S_{\text{ном}}, \quad (32)$$

$$Q_{\text{х.х.}} = \frac{0,4}{100} \cdot 2500 = 10 \text{ квар.}$$

Рассчитаем приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода (х.х.) по формуле»[3] (33):

$$P'_{x.x.} = \Delta P_{x.x.} + k_{и.п.} \cdot Q_{x.x.}, \quad (33)$$

$$P'_{x.x.} = 2,4 + 0,05 \cdot 10 = 2,9 \text{ кВт},$$

«где $\Delta P_{x.x.}$ – потери холостого хода в трансформаторе;

$k_{и.п.}$ – коэффициент изменения потерь в трансформаторах, в силовых трансформаторах считаем 0,05 кВт/квар;

$Q_{x.x.}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода.

Для последующих расчетов необходимо понимать величину нагрузки подстанции. Нагрузки на подстанции остаются неизменными, следовательно график нагрузки» [2] остается тот же. График нагрузки на подстанции изображен на рисунке 3.

Рассчитаем коэффициенты загрузки каждой «обмотки трансформатора типа ТМГ-2500/10/0,4 по формуле (34):

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{1700}{2500} = 0,68. \quad (34)$$

Определим сумму потерь активной мощности в понизительном трансформаторе, используя формулу (35):

$$\Delta P = \Delta P_{x.x.} + \Delta P_{к.з.} \cdot K_3, \quad (35)$$

$$\Delta P = 2,4 + 19,8 \cdot 0,68 = 15,86 \text{ кВт},$$

где ΔP – общая величина потерь активной мощности трансформатора, кВт;»[1]

$\Delta P_{x.x.}$ – технические потери холостого хода (заводская величина), кВт;

$\Delta P_{к.з.}$ – технические потери короткого замыкания (заводская величина), кВт;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

«Суммарную потерю реактивной мощности определим по формуле (36):

$$\Delta Q = \frac{I_{x.x.}}{100} \cdot S_{\text{ном}} + \frac{U_{x.x.}}{100} \cdot S_{\text{ном}} \cdot K_3 \quad (36)$$
$$\Delta Q = \frac{0,4}{100} \cdot 2500 + \frac{4}{100} \cdot 2500 \cdot 0,68 = 78 \text{ квар},$$

где ΔQ – величина потерь активной мощности трансформатора;

$I_{x.x.}$ –ток холостого хода, %;

$U_{x.x.}$ –напряжение холостого хода, %;

$S_{\text{ном}}$ –номинальная мощность силового трансформатора;

K_3 –коэффициент загрузки трансформатора».

Общие потери мощности трансформатора вычислим с помощью формулы (37):

$$\Delta S = (\Delta P^2 + \Delta Q^2)^{\frac{1}{2}}, \quad (37)$$
$$\Delta S = (15,86^2 + 78^2)^{\frac{1}{2}} = 79,6 \text{ кВА}.$$

Суммы потерь активной энергии трансформатора вычислим при помощи формулы (38):

$$\Delta W_a = \Delta P_{x.x.} \cdot T + \Delta P \cdot K_3 \quad (38)$$
$$\Delta W_a = 14704,68 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \text{»}[2]$$

«Суммы потерь реактивной энергии трансформатора за год определим с помощью формулы (39):

$$\Delta W_p = (I_{x.x.} \cdot T + U_{x.x.} \cdot K_3) \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{100}, \quad (39)$$

$$\Delta W_p = 61422 \text{ квар} \cdot \text{ч.}$$

Общие потери электрической энергии в трансформаторе за год определим, используя формулу (40):

$$\Delta W = (\Delta W_a^2 + \Delta W_p^2)^{\frac{1}{2}} \quad (40)$$

$$\Delta W = 35157,65 \text{ кВт.}$$

Суммарные потери двух трансформаторов составляют 70315,3 кВт.

Цена на одноставочный тариф за электроэнергию по Самарской области в городе Тольятти на 2024 год равен 5,48 рубля за 1 кВт·ч.

Рассчитаем финансовые потери трансформатора типа ТМГ-2500/10/0,4»[1] за год.

$$И_э = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_э,$$

$$И_э = 35157,65 \cdot 5,48 = 192663,9 \text{ руб/год.}$$

Суммарные финансовые потери двухтрансформаторной подстанции составляют 385327,8 руб. год.

3.2 Расчет потерь в кабельной линии электропередач

«Для повышения энергетической эффективности выбраны современные кабели с меньшим активным и индуктивным сопротивлениями. Для кабельной линии 10 кВ был выбран кабель АПвПу из изоляции из пероксидносшиваемого полиэтилена. Для кабельных линий 0,4 кВ»[25] были выбраны кабели марки АВБбШв из изоляции из ПВХ пластиката и бронированными стальными оцинкованными лентами. Характеристики кабельных линий представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика кабельной линии

Номер линии	Кабель	L, км	Сечение кабеля, мм ²	r ₀ , Ом/км
S1	АПвПу	3,126	240	0,08
S2	АПвПу	3,126	240	0,08
S3	АВБбШв	0,225	185	0,14
S4	АВБбШв	0,228	185	0,14
S5	АВБбШв	0,218	95	0,29
S6	АВБбШв	0,223	95	0,29
S7	АВБбШв	0,178	50	0,43
S8	АВБбШв	0,182	50	0,43
S9	АВБбШв	0,338	35	0,74
S10	АВБбШв	0,342	35	0,74
S11	АВБбШв	0,517	185	0,14
S12	АВБбШв	0,525	185	0,14

Для вычисления потерь электроэнергии на кабельных линиях используем формулу (41):

$$\Delta W_{\text{кл}} = \frac{P_{\text{кл}}^2 + Q_{\text{кл}}^2}{10^3 \cdot U_{\text{кл}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{кл}} \cdot T + \Delta P_y \cdot L_{\text{кл}} \cdot T \quad (41)$$

где $\Delta W_{\text{кл}}$ – потери электрической энергии в кабельных линиях, кВт·ч;

« $P_{\text{кл}}$ – активная мощность, передаваемая по кабельным линиям за определенное время T, кВт;

$Q_{\text{кл}}$ – реактивная мощность, передаваемая по кабельным линиям за определенное время T , квар;

$U_{\text{кл}}$ – напряжение на кабельных линиях, кВ;

r_0 – удельное сопротивление кабеля, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина кабельной линии, км;

T – временной интервал, принятый равным 30 мин. или 0,5 часа;

ΔP_y – потери электроэнергии из-за токов утечки, кВт·ч/ км.

$$\Delta P_y = \frac{1000 \cdot P_0}{365 \cdot 24}, \quad (42)$$

где P_0 – значение, взятое из таблицы 8.

Таблица 8 – Потери мощности из-за токов утечки»[1]

Потери электроэнергии из-за токов утечки в год, кВт·ч/км, кВ	
0,4 кВ	10 кВ
0,012	0,022

$$\begin{aligned} \Delta W_{S1} &= \frac{1,56^2 + 0,72^2}{10^3 \cdot 10^2} \cdot 0,08 \cdot 3,126 \cdot 0,5 + 0,0025 \cdot 3,126 \cdot 0,5 \\ &= 0,024 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (43)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{S2} &= \frac{1,56^2 + 0,72^2}{10^3 \cdot 10^2} \cdot 0,08 \cdot 3,126 \cdot 0,5 + 0,0025 \cdot 3,126 \cdot 0,5 \\ &= 0,024 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (44)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{S3} &= \frac{0,636^2 + 0,25^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,14 \cdot 0,225 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,225 \cdot 0,5 \\ &= 0,00185 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (45)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{S4} &= \frac{0,636^2 + 0,25^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,14 \cdot 0,228 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,228 \cdot 0,5 \\ &= 0,00185 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (46)$$

$$\Delta W_{S5} = \frac{0,143^2 + 0,08^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,29 \cdot 0,218 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,218 \cdot 0,5$$

$$= 0,0071 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(47)

$$\Delta W_{S6} = \frac{0,143^2 + 0,08^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,29 \cdot 0,223 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,223 \cdot 0,5$$

$$= 0,0071 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(48)

$$\Delta W_{S7} = \frac{0,181^2 + 0,09^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,43 \cdot 0,178 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,178 \cdot 0,5$$

$$= 0,0009 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(49)

$$\Delta W_{S8} = \frac{0,181^2 + 0,09^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,43 \cdot 0,182 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,182 \cdot 0,5$$

$$= 0,0009 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(50)

$$\Delta W_{S9} = \frac{0,1^2 + 0,06^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,74 \cdot 0,338 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,338 \cdot 0,5$$

$$= 0,0018 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(51)

$$\Delta W_{S10} = \frac{0,1^2 + 0,06^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,74 \cdot 0,342 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,342 \cdot 0,5$$

$$= 0,0018 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(52)

$$\Delta W_{S11} = \frac{0,44^2 + 0,38^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,14 \cdot 0,517 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,517 \cdot 0,5$$

$$= 0,0027 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(53)

$$\Delta W_{S12} = \frac{0,44^2 + 0,38^2}{10^3 \cdot 0,4^2} \cdot 0,14 \cdot 0,525 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 0,525 \cdot 0,5$$

$$= 0,0027 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$
(54)

Определим общую сумму потерь в кабельных линиях электропередач.

$$\Sigma \Delta W = 0,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери составят:

$$\Sigma \Delta W \cdot T = 0,7 \cdot 8760 = 6132 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Цена одноставочного тарифа на 2024 год в Самарской области города Тольятти составляет 5,48 рубля за 1 кВт·ч.

Вычислим стоимость годовых потерь электрической энергии на кабельных линиях распределительной сети:

$$I_3 = \Delta W \cdot C_3,$$

$$I_3 = 6,132 \cdot 5,48 = 33603,36 \text{ руб/год.}$$

3.3 Расчет потерь напряжения в кабельных линиях 10 кВ и 0,4 кВ

Производить расчет потерь напряжения для предлагаемых кабельных линий нужно так же в «номинальном режиме работы линий – при нагрузке в 100% и в рабочем режиме при загрузке линий на 25%.

Определим потери напряжения на каждом из имеющихся участков линий по формуле (55):

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1}, \quad (55)$$

где ΔU – сумма потерь напряжения на кабельной линии, кВ;

P, Q – активная и реактивная мощности участка линии, кВт, квар;

R, X – активное и реактивное сопротивление участка линии, Ом;

U_1 – напряжение в головной (начальной) части участка кабельной линии.

Напряжение на самом удаленном участке кабельной линии электропередачи определим исходя из следующих параметров:»[1]

– ΔU , сумма потерь напряжение на участке кабельной линии, кВ;

– U_1 , напряжение в начальной части участка воздушной линии.

В режиме 100% загрузки кабельной линии падение напряжения будет рассчитано по формуле (56):

Для кабельной линии S1:

$$\Delta U_{S1} = \frac{P_{S1} \cdot R_{S1} + Q_{S1} \cdot X_{S1}}{U_{S1}}, \quad (56)$$

$$\Delta U_{S1} = \frac{1,56 \cdot 0,08 + 0,72 \cdot 0,042}{10} = 0,155 \text{ В},$$

$$U_{S1-1} = U_{S1} - \Delta U_{S1} = 10 - 0,155 = 9,845 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S1} = \frac{0,25 \cdot (P_{S1} \cdot R_{S1} + Q_{S1} \cdot X_{S1})}{U_{S1}},$$

$$\Delta U_{S1} = \frac{0,25 \cdot (1,56 \cdot 0,08 + 0,72 \cdot 0,042)}{10} = 0,039 \text{ В},$$

$$U_{S1-1} = U_{S1} - \Delta U_{S1} = 10 - 0,04 = 9,96 \text{ кВ}.$$

Для кабельной линии S2:

$$\Delta U_{S2} = \frac{P_{S2} \cdot R_{S2} + Q_{S2} \cdot X_{S2}}{U_{S2}},$$

$$\Delta U_{S2} = \frac{1,56 \cdot 0,08 + 0,72 \cdot 0,042}{10} = 0,155 \text{ В},$$

$$U_{S2-2} = U_{S2} - \Delta U_{S2} = 10 - 0,155 = 9,845 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S2} = \frac{0,25 \cdot (P_{S2} \cdot R_{S2} + Q_{S2} \cdot X_{S2})}{U_{S2}},$$

$$\Delta U_{S2} = \frac{0,25 \cdot (1,56 \cdot 0,08 + 0,72 \cdot 0,042)}{10} = 0,039 \text{ В},$$

$$U_{S2-2} = U_{S2} - \Delta U_{S2} = 10 - 0,04 = 9,96 \text{ кВ}.$$

Для кабельной линии S3:

$$\Delta U_{S3} = \frac{P_{S3} \cdot R_{S3} + Q_{S3} \cdot X_{S3}}{U_{S3}},$$

$$\Delta U_{S3} = \frac{0,636 \cdot 0,14 + 0,25 \cdot 0,039}{400} = 24,7 \text{ В},$$

$$U_{S3-3} = U_{S3} - \Delta U_{S3} = 400 - 24,7 = 375,3 \text{ В}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S3} = \frac{0,25 \cdot (P_{S3} \cdot R_{S3} + Q_{S3} \cdot X_{S3})}{U_{S3}},$$

$$\Delta U_{S3} = \frac{0,25 \cdot (0,636 \cdot 0,14 + 0,25 \cdot 0,039)}{400} = 6,2 \text{ В},$$

$$U_{S3-3} = U_{S3} - \Delta U_{S3} = 400 - 6,2 = 393,8 \text{ В}.$$

Для кабельной линии S4:

$$\Delta U_{S4} = \frac{P_{S4} \cdot R_{S4} + Q_{S4} \cdot X_{S4}}{U_{S4}},$$

$$\Delta U_{S4} = \frac{0,636 \cdot 0,14 + 0,25 \cdot 0,039}{400} = 24,7 \text{ В},$$

$$U_{S4-4} = U_{S4} - \Delta U_{S4} = 400 - 24,7 = 375,3 \text{ В}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S4} = \frac{0,25 \cdot (P_{S4} \cdot R_{S4} + Q_{S4} \cdot X_{S4})}{U_{S4}},$$

$$\Delta U_{S4} = \frac{0,25 \cdot (0,636 \cdot 0,14 + 0,25 \cdot 0,039)}{400} = 6,2 \text{ В},$$

$$U_{S4-4} = U_{S4} - \Delta U_{S4} = 400 - 6,2 = 393,8В.$$

Для кабельной линии S5:

$$\Delta U_{S5} = \frac{P_{S5} \cdot R_{S5} + Q_{S5} \cdot X_{S5}}{U_{S5}},$$

$$\Delta U_{S5} = \frac{0,143 \cdot 0,29 + 0,08 \cdot 0,044}{400} = 11,2В,$$

$$U_{S5-5} = U_{S5} - \Delta U_{S5} = 400 - 11,2 = 388,8В.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S5} = \frac{0,25 \cdot (P_{S5} \cdot R_{S5} + Q_{S5} \cdot X_{S5})}{U_{S5}},$$

$$\Delta U_{S5} = \frac{0,25 \cdot (0,143 \cdot 0,29 + 0,08 \cdot 0,044)}{400} = 2,8В,$$

$$U_{S5-5} = U_{S5} - \Delta U_{S5} = 400 - 2,8 = 397,2В.$$

Для кабельной линии S6:

$$\Delta U_{S6} = \frac{P_{S6} \cdot R_{S6} + Q_{S6} \cdot X_{S6}}{U_{S6}},$$

$$\Delta U_{S6} = \frac{0,143 \cdot 0,29 + 0,08 \cdot 0,044}{400} = 11,2В,$$

$$U_{S6-6} = U_{S6} - \Delta U_{S6} = 400 - 11,2 = 388,8В.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S6} = \frac{0,25 \cdot (P_{S6} \cdot R_{S6} + Q_{S6} \cdot X_{S6})}{U_{S6}},$$

$$\Delta U_{S6} = \frac{0,25 \cdot (0,143 \cdot 0,29 + 0,08 \cdot 0,044)}{400} = 2,8В,$$

$$U_{S6-6} = U_{S6} - \Delta U_{S6} = 400 - 2,8 = 397,2В.$$

Для кабельной линии S7:

$$\Delta U_{S7} = \frac{P_{S7} \cdot R_{S7} + Q_{S7} \cdot X_{S7}}{U_{S7}},$$

$$\Delta U_{S7} = \frac{0,181 \cdot 0,43 + 0,09 \cdot 0,051}{400} = 20,6В,$$

$$U_{S7-7} = U_{S7} - \Delta U_{S7} = 400 - 20,6 = 379,4В.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S7} = \frac{0,25 \cdot (P_{S7} \cdot R_{S7} + Q_{S7} \cdot X_{S7})}{U_{S7}},$$

$$\Delta U_{S7} = \frac{0,25 \cdot (0,181 \cdot 0,43 + 0,09 \cdot 0,051)}{400} = 5,2В,$$

$$U_{S7-7} = U_{S7} - \Delta U_{S7} = 400 - 5,2 = 394,8В.$$

Для кабельной линии S8:

$$\Delta U_{S8} = \frac{P_{S8} \cdot R_{S8} + Q_{S8} \cdot X_{S8}}{U_{S8}},$$

$$\Delta U_{S8} = \frac{0,181 \cdot 0,43 + 0,09 \cdot 0,051}{400} = 20,6В,$$

$$U_{S8-8} = U_{S8} - \Delta U_{S8} = 400 - 20,6 = 379,4В.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S8} = \frac{0,25 \cdot (P_{S8} \cdot R_{S8} + Q_{S8} \cdot X_{S8})}{U_{S8}},$$

$$\Delta U_{S8} = \frac{0,25 \cdot (0,181 \cdot 0,43 + 0,09 \cdot 0,051)}{400} = 5,2В,$$

$$U_{S8-8} = U_{S8} - \Delta U_{S8} = 400 - 5,2 = 394,8В .$$

Для кабельной линии S9:

$$\begin{aligned}\Delta U_{S9} &= \frac{P_{S9} \cdot R_{S9} + Q_{S9} \cdot X_{S9}}{U_{S9}} , \\ \Delta U_{S9} &= \frac{0,1 \cdot 0,74 + 0,06 \cdot 0,063}{400} = 19,4В , \\ U_{S9-9} &= U_{S9} - \Delta U_{S9} = 400 - 19,4 = 380,6В .\end{aligned}$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\begin{aligned}\Delta U_{S9} &= \frac{0,25 \cdot (P_{S9} \cdot R_{S9} + Q_{S9} \cdot X_{S9})}{U_{S9}} , \\ \Delta U_{S9} &= \frac{0,25 \cdot (0,1 \cdot 0,74 + 0,06 \cdot 0,063)}{400} = 4,8В , \\ U_{S9-9} &= U_{S9} - \Delta U_{S9} = 400 - 4,8 = 395,2В .\end{aligned}$$

Для кабельной линии S10:

$$\begin{aligned}\Delta U_{S10} &= \frac{P_{S10} \cdot R_{S10} + Q_{S10} \cdot X_{S10}}{U_{S10}} , \\ \Delta U_{S10} &= \frac{0,1 \cdot 0,74 + 0,06 \cdot 0,063}{400} = 19,4В , \\ U_{S10-10} &= U_{S10} - \Delta U_{S10} = 400 - 19,4 = 380,6В .\end{aligned}$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\begin{aligned}\Delta U_{S10} &= \frac{0,25 \cdot (P_{S10} \cdot R_{S10} + Q_{S10} \cdot X_{S10})}{U_{S10}} , \\ \Delta U_{S10} &= \frac{0,25 \cdot (0,1 \cdot 0,74 + 0,06 \cdot 0,063)}{400} = 4,8В ,\end{aligned}$$

$$U_{S10-10} = U_{S10} - \Delta U_{S10} = 400 - 4,8 = 395,2В.$$

Для кабельной линии S11:

$$\Delta U_{S11} = \frac{P_{S11} \cdot R_{S11} + Q_{S11} \cdot X_{S11}}{U_{S11}},$$

$$\Delta U_{S11} = \frac{0,44 \cdot 0,14 + 0,38 \cdot 0,039}{400} = 19,1В,$$

$$U_{S11-11} = U_{S11} - \Delta U_{S11} = 400 - 19,1 = 380,9В.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S11} = \frac{0,25 \cdot (P_{S11} \cdot R_{S11} + Q_{S11} \cdot X_{S11})}{U_{S11}},$$

$$\Delta U_{S11} = \frac{0,25 \cdot (0,44 \cdot 0,14 + 0,38 \cdot 0,039)}{400} = 4,7В,$$

$$U_{S11-11} = U_{S11} - \Delta U_{S11} = 400 - 4,7 = 395,3В.$$

Для кабельной линии S12:

$$\Delta U_{S12} = \frac{P_{S12} \cdot R_{S12} + Q_{S12} \cdot X_{S12}}{U_{S12}},$$

$$\Delta U_{S12} = \frac{0,44 \cdot 0,14 + 0,38 \cdot 0,039}{400} = 19,1В,$$

$$U_{S12-12} = U_{S12} - \Delta U_{S12} = 400 - 19,1 = 380,9В.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{S12} = \frac{0,25 \cdot (P_{S12} \cdot R_{S12} + Q_{S12} \cdot X_{S12})}{U_{S12}},$$

$$U_{S12} = \frac{0,25 \cdot (0,44 \cdot 0,14 + 0,38 \cdot 0,039)}{400} = 4,7В.$$

$$U_{S12-12} = U_{S12} - \Delta U_{S12} = 400 - 4,7 = 395,3В.$$

3.4 Расчет потерь насосной станции

«Использование современного и качественного отечественного оборудования значительно увеличивает срок службы и позволяет снизить потери в энергосистеме.»[24] Так же использование отечественного оборудование значительно облегчает обслуживание и ремонтпригодность оборудования. Исходя из этого, предлагаемой заменой насосного оборудования может служить отечественный асинхронный двигатель типа АИР 280 S4. Основные технические характеристики данного электродвигателя представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Техническая характеристика асинхронного двигателя АИР 280 S4

Марка	Мощность, кВт	Номинальная частота вращения, об/м	Cos φ	Номинальны й ток, А	Активное сопротивление обмотки статора, Ом
АИР 280 S4	110	1485	0,87	202	0,096

Вычислим полезную мощность в асинхронном двигателе при помощи формулы (57):

$$P_2 = P_1 - P_{\Sigma 1} \quad (57)$$

$$P_2 = 115,5 - 11,02 = 104,48 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где P_2 - полезная мощность на выходе;

P_1 - полная подводимая мощность к двигателю;

$P_{\Sigma 1}$ - электрические потери в статоре.

Полную подводимую мощность к двигателю вычислим по формуле (58):

$$P_1 = m \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi \quad (58)$$

$$P_1 = 3 \cdot 220 \cdot 202 \cdot 0,87 = 115,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где m - число фаз;

U_1 - напряжение на статорной обмотке;

I_1 - ток в статорной обмотке.

Найдем электрические потери в статоре по формуле (59):

$$P_{\Sigma 1} = m \cdot I_1^2 \cdot r_1 \quad (59)$$

$$P_{\Sigma 1} = 3 \cdot 202^2 \cdot 0,09 = 11,02 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Коэффициент полезного действия асинхронной машины найдем по формуле (60):

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100\% \quad (60)$$

$$\eta = \frac{104,48}{115,5} \cdot 100\% = 90,4\%$$

Для остальных двигателей производятся аналогичные расчеты, суммарные потери ГДНС составляют 44,08 кВт/ч. Среднее годовое использование насосной станции составляет 70% времени.

Найдем средне-годовые потери электроэнергии найдем по формуле (61):

$$P_{с.г} = T \cdot P_{Э1.сум} \quad (61)$$

$$P_{с.г} = 6132 \cdot 44,08 = 270298,56 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти на 2024 составляет 5,48 рубля за 1 кВт·ч.

Экономическая цена потерь электрической энергии за календарный год будет рассчитана по формуле (62):

$$И_э = P_{с.г} \cdot C_э, \quad (62)$$

$$И_э = 270298,56 \cdot 5,48 = 1362304,74 \text{ руб/год.}$$

3.5 Расчет и выбор компенсирующего устройства

«После расчета потерь в асинхронных электродвигателях наглядно видно, что потери составляют большую часть всех потерь данной электроснабжающей сети, для снижения потерь электроэнергии целесообразно рассчитать и подобрать конденсаторную установку.»[26]
Исходные данные для расчета представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета КУ

Параметр	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	P_M , кВт	Q_M , квар	S_M , кВА
Значения параметра	0,87	0,57	323,4	184,4	372,3

«Рассчитана реактивная мощность КУ по формуле 63:

$$Q_{кр} = \alpha \cdot P_M \cdot (\tan \varphi - \tan \varphi_K) \quad (63)$$

$$\begin{aligned} Q_{кр} &= 0,9 \cdot 372,3 \cdot (0,57 - 0,25) = \\ &= 107,2 \text{ квар} \end{aligned}$$

где α – коэффициент, учитывающий повышение $\cos \varphi$ естественным способом, принимается $\alpha = 0,9$, $\tan \varphi_k = 0,25$ (после компенсации), т.к. $\cos \varphi_k$ был принят за 0,95.

«Исходя из расчетной реактивной мощности КУ, выбрана конденсаторная установка марки УКРМ-0,4-110-10 мощность 110 квар и шагом регулировки в 10 квар.»[27]

Технические характеристики данного КУ представлены в таблице» [8]
11.

Таблица 11 – Технические характеристики КУ

Тип	U _н , кВ	Q _{к.ст.} , квар	Количество ступеней регулирования	Шаг регулирования, квар
УКРМ-0,4-110-10	0,4	110	5	10

Рассчитаны фактические значение коэффициента реактивной мощности после компенсации по формуле 64:

$$\tan \varphi_{\phi} = \tan \varphi - \frac{2 \cdot Q_{\text{к.ст.}}}{\alpha \cdot P_{\text{м}}} \quad (64)$$

$$\tan \varphi_{\phi} = 0,57 - \frac{2 \cdot 110}{0,9 \cdot 372,3} = 0,25$$

Определено значение коэффициента мощности: $\cos \varphi_{\phi} = 0,95$.

Найдем значение активной мощности нагрузки по формуле (65)

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\Sigma}}{365 \cdot 24} \quad (65)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{2833}{365 \cdot 24} = 323,4 \text{ кВт}$$

Найдем значение активной составляющей полного тока по формуле (66)

$$I_{a.ср} = \frac{P_{ср}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (66)$$
$$I_{a.ср} = \frac{323,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 467,4 \text{ A}$$

Найдем среднюю реактивную мощность нагрузки за год по формуле (67)

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg(\varphi) \quad (67)$$
$$Q_{ср} = 323,4 \cdot 0,57 = 184,4 \text{ кВт}$$

Найдем среднюю реактивную составляющую полного тока за год по формуле (68)

$$I_{p.ср} = \frac{Q_{ср}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (68)$$
$$I_{p.ср} = \frac{184,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 266,5 \text{ A}$$

Найдем среднюю полную мощность за год по формуле (69)

$$S_{ср} = \sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2} \quad (69)$$
$$S_{ср} = \sqrt{323,4^2 + 184,4^2} = 372,3 \text{ кВт}$$

Найдем средний полный ток за год по формуле (70)

$$I_{п.ср} = \frac{S_{ср}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (70)$$

$$I_{п.ср} = \frac{372,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 538,1 \text{ A}$$

Найдем реактивную составляющую полного тока нагрузки после компенсации по формуле (71)

$$I_{р.комп} = \frac{Q_{ср} \cdot tg(\varphi_{комп})}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (71)$$

$$I_{р.комп} = \frac{184,4 \cdot 0,25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 116,8 \text{ A}$$

Тогда реактивная составляющая полного тока нагрузки после компенсации найдем по формуле (72)

$$I_{р.ср1} = I_{р.ср} - I_{р.комп} \quad (72)$$

$$I_{р.ср1} = 266,5 - 116,8 = 149,7 \text{ A}$$

Полный ток нагрузки после компенсации найдем по формуле (73)

$$I_{п.комп} = \sqrt{I_{а.ср}^2 + I_{р.ср1}^2} \quad (73)$$

$$I_{п.комп} = \sqrt{467,4^2 + 149,7^2} = 490,8 \text{ A}$$

Рассчитаем потери в линии электропередач первой секции до компенсации реактивной мощности по формуле (74)

$$P_1 = 3 \cdot R_{л} \cdot l_{л} \cdot (I_{п.ср})^2 \quad (74)$$

$$P_1 = 3 \cdot 0,14 \cdot 517 \cdot (538,1^2) = 62,8 \text{ кВт}$$

Рассчитаем потери в линии электропередач первой секции после компенсации реактивной мощности по формуле (75)

$$P_2 = 3 \cdot R_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}} \cdot (I_{\text{п.ср}}^2 - I_{\text{п.комп}}^2) \quad (75)$$

$$P_2 = 3 \cdot 0,14 \cdot 517 \cdot (538,1^2 - 490,8^2) = 10,6 \text{ кВт}$$

Рассчитаем потери в линии электропередач второй секции до компенсации реактивной мощности по формуле (76)

$$P_{1.1} = 3 \cdot R_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}} \cdot (I_{\text{п.ср}}^2) \quad (76)$$

$$P_{1.1} = 3 \cdot 0,14 \cdot 525 \cdot (538,1^2) = 63,8 \text{ кВт}$$

«Рассчитаем потери в линии электропередач второй секции после компенсации реактивной мощности по формуле»[29] (77)

$$P_{2.1} = 3 \cdot R_{\text{л}} \cdot l_{\text{л}} \cdot (I_{\text{п.ср}}^2 - I_{\text{п.комп}}^2) \quad (77)$$

$$P_{2.1} = 3 \cdot 0,14 \cdot 525 \cdot (538,1^2 - 490,8^2) = 10,7 \text{ кВт}$$

Годовые потери электроэнергии для первой и второй секций до компенсации рассчитаем по формуле (78)

$$\mathcal{E} = P \cdot T \quad (78)$$

$$\mathcal{E}_1 = P_1 \cdot T = 62,8 \cdot 6132 = 385089,6 \text{ кВт}$$

$$\mathcal{E}_2 = P_2 \cdot T = 63,8 \cdot 6132 = 391221,6 \text{ кВт}$$

Годовые потери электроэнергии для первой и второй секций после компенсации рассчитаем по формуле (79)

$$\mathcal{E} = P \cdot T \quad (79)$$

$$\mathcal{E}_{1.1} = P_{1.1} \cdot T = 10,6 \cdot 6132 = 64999,2 \text{ кВт}$$

$$\mathcal{E}_{2.1} = P_{2.1} \cdot T = 10,7 \cdot 6132 = 65612,4 \text{ кВт}$$

«Стоимость одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти на 2024 составляет 5,48 рубля за 1 кВт·ч.

Экономическая цена потерь электрической энергии за календарный год для первой и второй секций до компенсации будет рассчитана по формуле (80):

$$И_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_1 \cdot C_{\mathcal{E}}, \quad (80)$$

$$И_{\mathcal{E}1} = 385089,6 \cdot 5,48 = 2110291,1 \text{ руб/год.}$$

$$И_{\mathcal{E}2} = 391221,6 \cdot 5,48 = 2143894,4 \text{ руб/год.}$$

Стоимость одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти на 2024 составляет 5,48 рубля за 1 кВт·ч.

Экономическая цена потерь электрической энергии за календарный год для 1 и 2 секции до компенсации будет рассчитана по формуле»[2] (81):

$$И_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{1.1} \cdot C_{\mathcal{E}}, \quad (81)$$

$$И_{\mathcal{E}1.1} = 64999,2 \cdot 5,48 = 356195,6 \text{ руб/год.}$$

$$И_{\mathcal{E}2.1} = 65612,4 \cdot 5,48 = 359555,9 \text{ руб/год.}$$

Вывод по разделу 3.

Рассчитаны потери электроэнергии в двух силовых трансформаторах типа ТМГ–2500/10/0,4, установленных на подстанции ТП-1. Электрические потери составляют 70315,3 кВт в год, что в денежном эквиваленте соответствует 385327,8 руб. год.

Определены электрические потери на кабельных линиях, обеспечивающих электроснабжение электропотребителей ТП-1. Годовые

электрические потери равны 6132 кВт, что в денежном эквиваленте составляет 33603,36 руб в год.

Найдены потери напряжения на сторонах 10кВ и 0,4кВ для двенадцати кабельных линий. Полученные данные будут использованы далее для проверки на соответствие требованиям ПУЭ («Правила устройства электроустановок»).

Рассчитаны потери электроэнергии, возникающие при работе четырёх асинхронных двигателей, установленных на ГДНС. Потери электроэнергии составляют 270298,56 кВт, что в денежном эквиваленте соответствует 1362304,74 руб. в год.

Обоснована целесообразность установки на ТП-4 устройства, компенсирующего реактивную мощность. На основе расчетов сделан выбор конкретной марки УКРМ-0,4-110-10. При компенсации реактивной мощности потери электроэнергии на главной дренажной насосной станции во время работы четырех асинхронных двигателей снизятся и составят 130611,6 кВт, что в денежном эквиваленте соответствует 715751.5 руб/год.

4 Технико-экономические расчеты

4.1 Экономический эффект от модернизации силовых трансформаторов

«В рамках первого этапа технико-экономической оценки предлагаемой модернизации рассчитаны потери в действующем силовом оборудовании, а именно в силовом понижающем трансформаторе марки ТМГ 2500 10/0,4 кВ.»[30] Данный трансформатор можно считать неактуальным, так его технические характеристики не соответствуют нормативным документам СТО 34.01–3.2–011–2021 «Трансформаторы силовые распределительные 6–10 кВ мощностью 62–2500кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания». Рассчитанные потери силовых трансформаторов, установленных на трансформаторной подстанции №4 составляют 143290,8 кВт в год, что в «денежном эквиваленте соответствует 784849,89 руб/год.

На втором этапе технико-экономической оценки предлагаемой модернизации рассчитаны потери в силовых трансформаторах Барнаульского завода «Арктика». Характеристики данного трансформатора полностью соответствуют нормативным документам. Рассчитанные потери в предложенном оборудовании составляют 70315,3 кВт в год, что в денежном эквиваленте соответствует 385327,8 руб/год.»[4]

На рисунке 5 изображено количество потерь в эксплуатируемых трансформаторах и новом оборудовании, предлагаемым к установке.

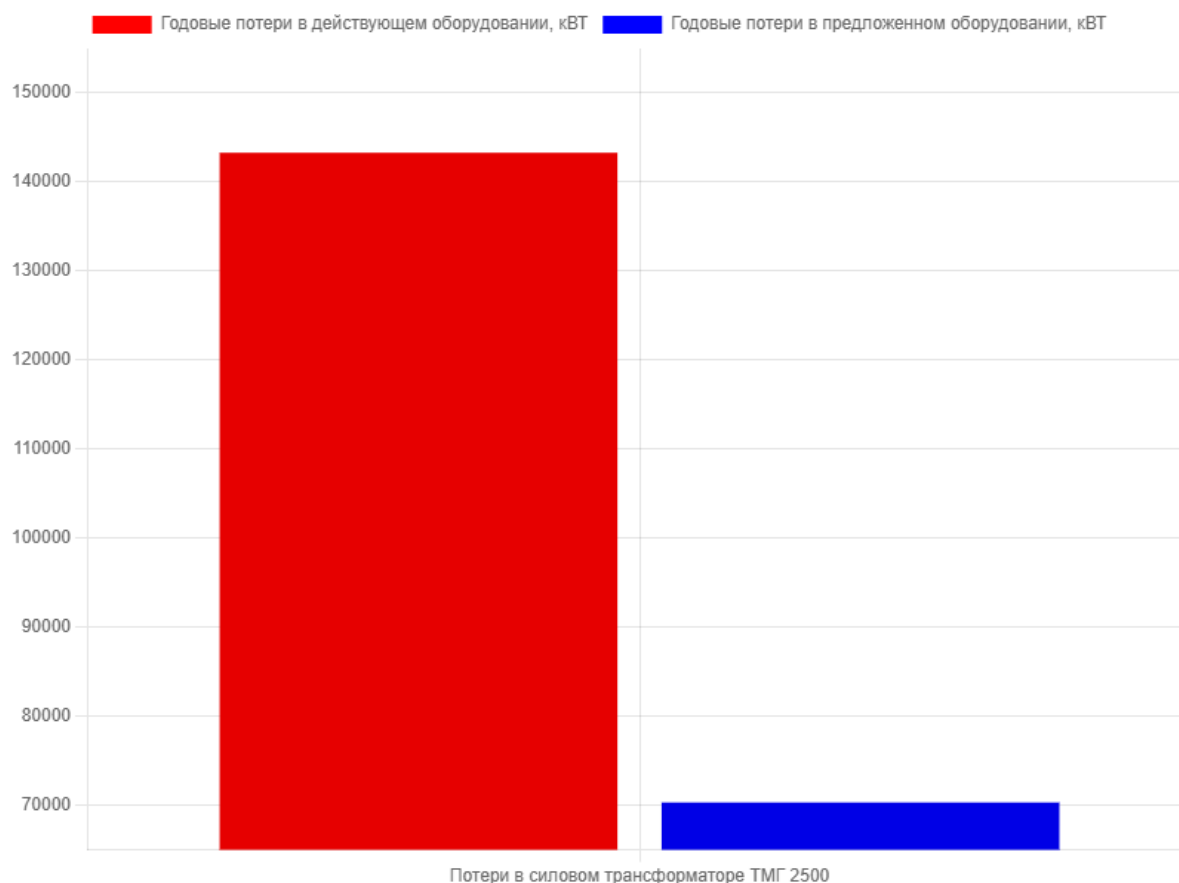
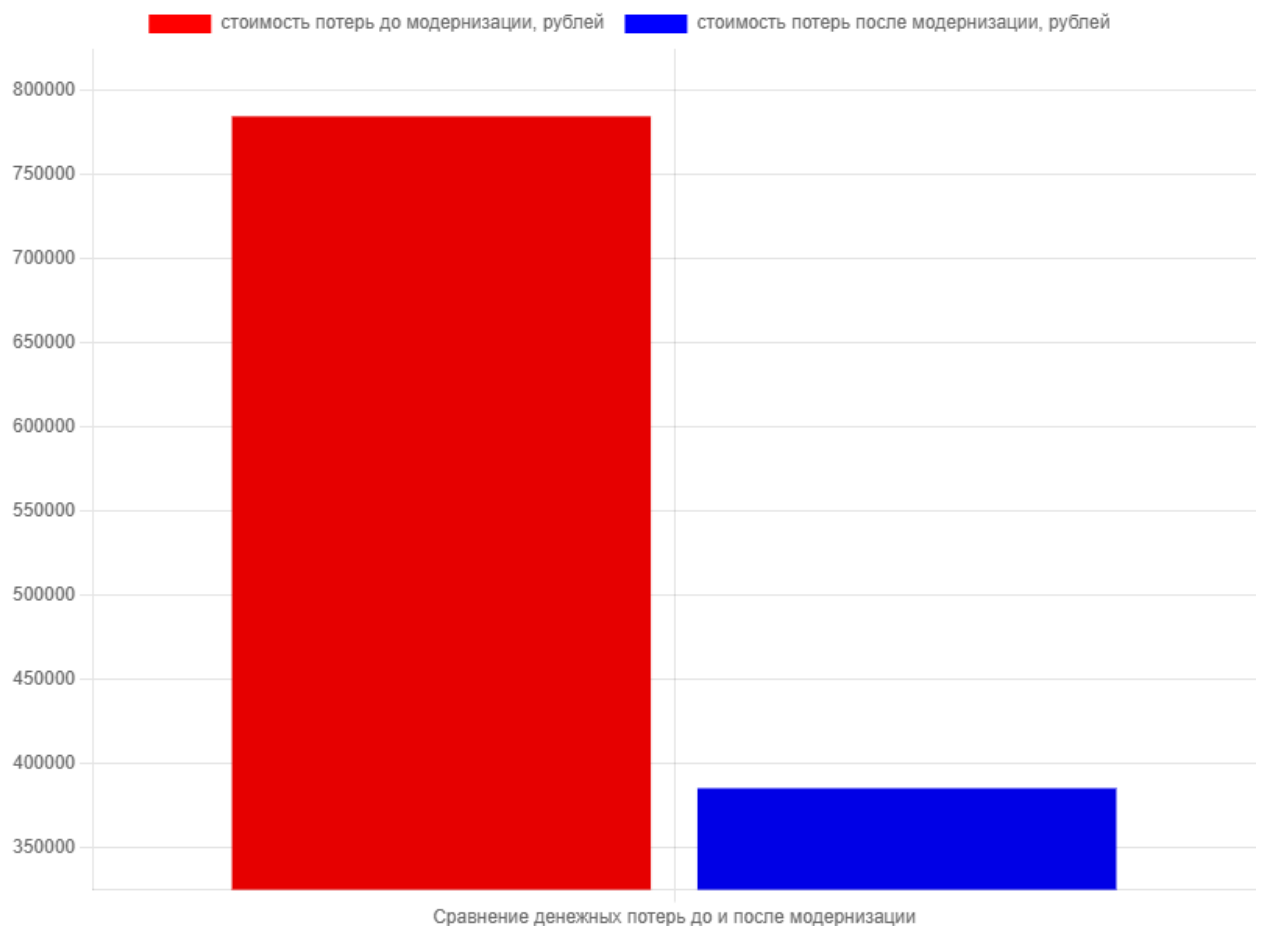


Рисунок 5 – График годовых потерь в действующем и предложенном оборудовании

Из рисунка 5 наглядно видно, что годовые потери электроэнергии в новых трансформаторах будут более чем в два раза меньше по сравнению с тем оборудованием, что сейчас установлено на подстанции.

Коммерческие потери в действующих трансформаторах на ТП-4 составляют 784849,98 рублей, после модернизации на новое современное оборудование коммерческие потери будут составлять 385327,8 рублей, что меньше в 2,03 раза. Экономическая выгода модернизации силовых трансформаторов будет составлять 399522,18 рублей в год, что наглядно отражает диаграмма, представленная на рисунке 6.»[1]



«Рисунок 6 – Стоимость годовых электроэнергии потерь на ТП-4

Цена трансформатора ТМГ 2500 10/0,4 составляет 2151300 рублей. С учетом экономическую выгоду от модернизации в 399522,18 рублей рассчитаем срок окупаемости по формуле (81)

$$T = \frac{S_{\text{вл}}}{S_{\text{пр}}} \quad (81)$$

$$T = \frac{2151300}{399522,18} = 5,38$$

Срок окупаемости вложений в модернизации силового оборудования составляет 5,4 года с учетом инфляции после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации.»[1]

4.2 Экономический эффект от модернизации кабельных линий

«Модернизации, как было обосновано выше, будут подвергаться все кабельные линии объекта. Общая длина кабельных линий составляет больше 9 км, из них большую длину имеет масляный кабель марки ЦАСБ2л.»[10] График ежегодных потерь на кабельных линиях до и после модернизации представлен на рисунке 7.

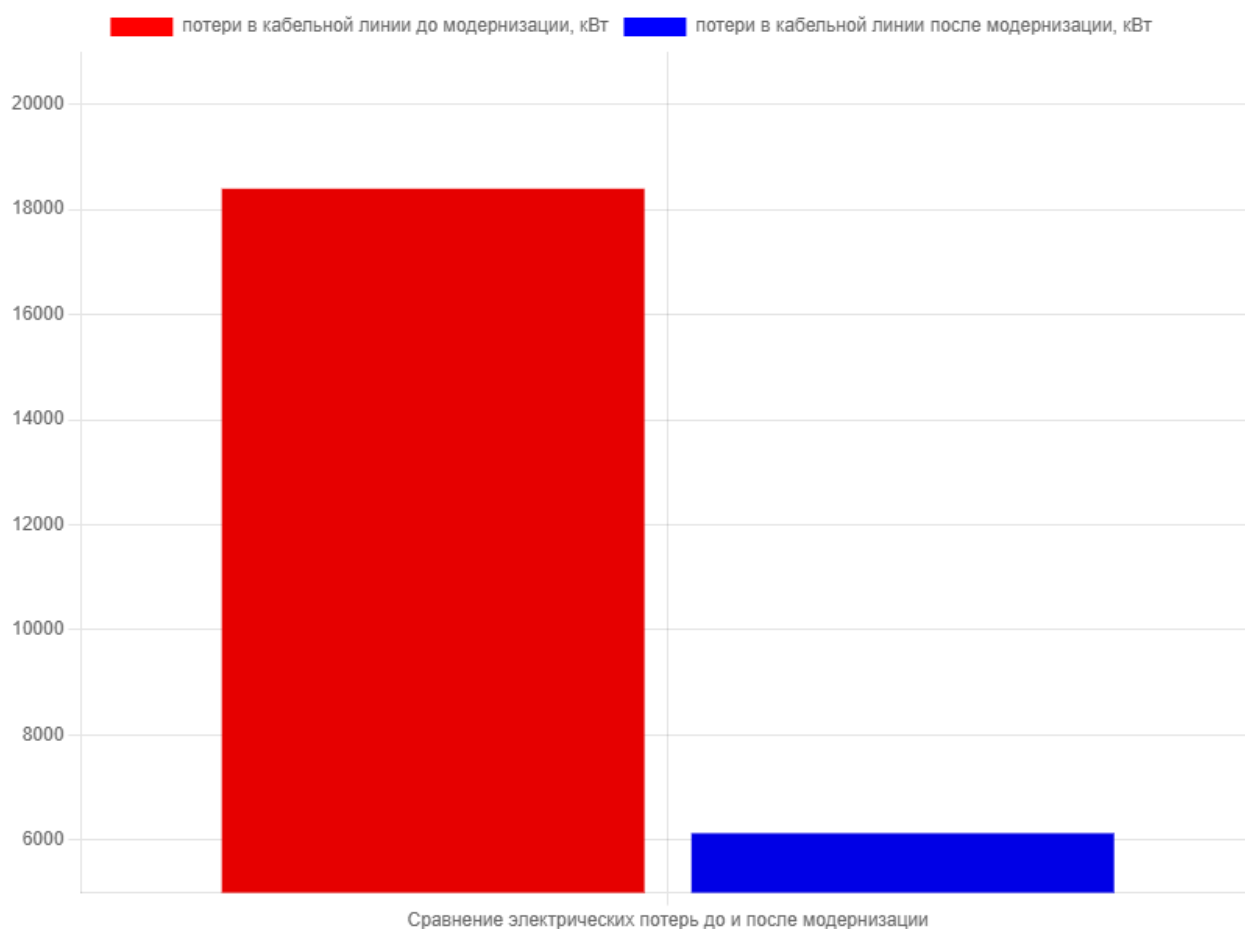


Рисунок 7 – Годовые электрические потери до и после модернизации кабельных линий

На рисунке 7 наглядно видно, что потери электроэнергии после модернизации снизятся более чем в три раза.

Коммерческие потери в «действующих кабелях составляют 100810,1 рублей в год. После замены имеющихся кабелей на современные коммерческие потери на кабельных линиях будут составлять 33603,4 рубля в год. Величина потерь снизиться почти в три раза. Экономическая выгода от модернизации кабельных линий будет составлять 67206,74 рубля в год, что наглядное отражает рисунок»[1] 8.

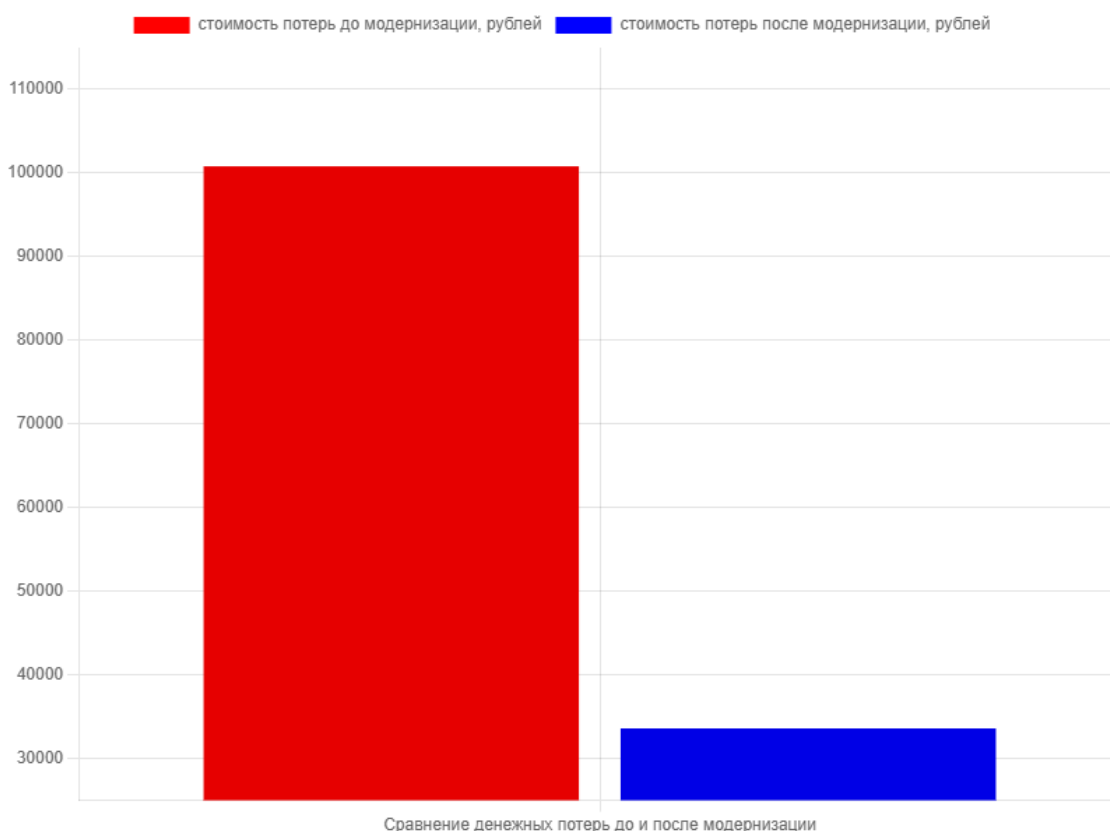


Рисунок 8 – Стоимость годовых потерь электроэнергии в КЛ

Цена новой кабельной линии длиной 9 км составляет 305000 рублей. Учитывая экономическую выгоду от модернизации в 67206,74 рублей найдем срок окупаемости по формуле (82)

$$T = \frac{S_{\text{вл}}}{S_{\text{пр}}} \quad (82)$$

$$T = \frac{305000}{67206,74} = 4,5$$

«Срок окупаемости вложений в модернизацию кабельных линий составляет 4,5 года с учетом инфляции, после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации.»[6]

4.3 Экономический эффект от модернизации ГДНС

«При анализе системы электроснабжения административного корпуса было выявлено, что на главной дренажной насосной станции установлены мощные асинхронные электродвигатели.»[11] Были рассчитаны потери в асинхронных двигателях ГДНС, составляющие 614671 кВт в год. Для решения задач ВКР предложено использовать современные асинхронные двигатели с такими же характеристиками по мощности. Рассчитаны потери для предлагаемых к установке двигателей, которые составляют 270298,56 кВт в год. Для сравнения электрические потери электроэнергии для обоих вариантов электродвигателей представлен на рисунке 9.

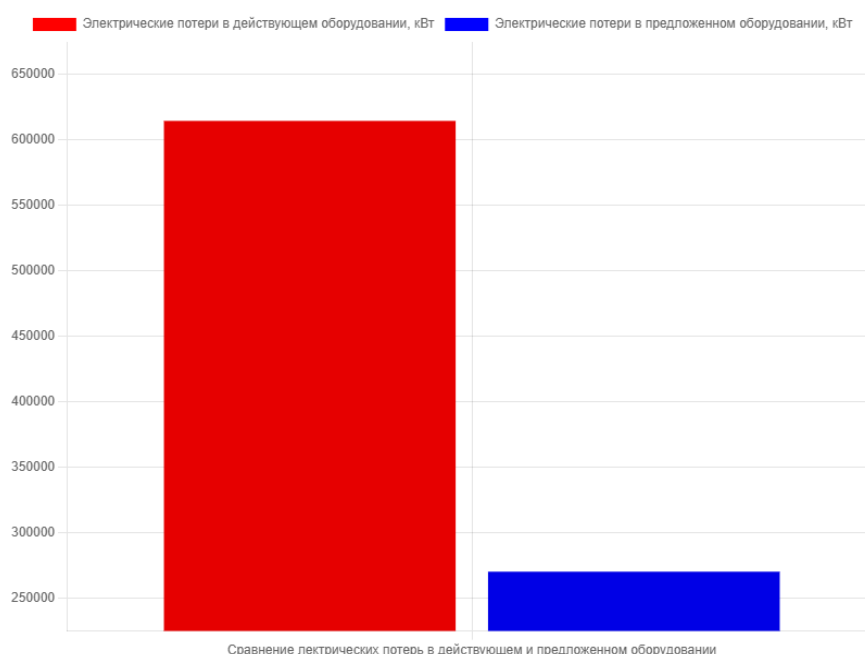


Рисунок 9 – Сравнение потерь электроэнергии при работе асинхронных электродвигателей ГДНС

Из рисунка 9 наглядно видно, что годовые потери электроэнергии почти в 2,27 раза меньше в предлагаемых моделях электродвигателей.

Коммерческие потери в действующем оборудовании на ГДНС составляют 3368400,81 рублей. После модернизации на новое современное оборудование коммерческие потери будут равны 1362304,74 рубля. Стоимость потерь электроэнергии уменьшается более, чем 2,47 раза. Экономическая выгода модернизации асинхронных двигателей составляет 2006096,07 рублей в год. Наглядное сравнение представлено на рисунке 10.

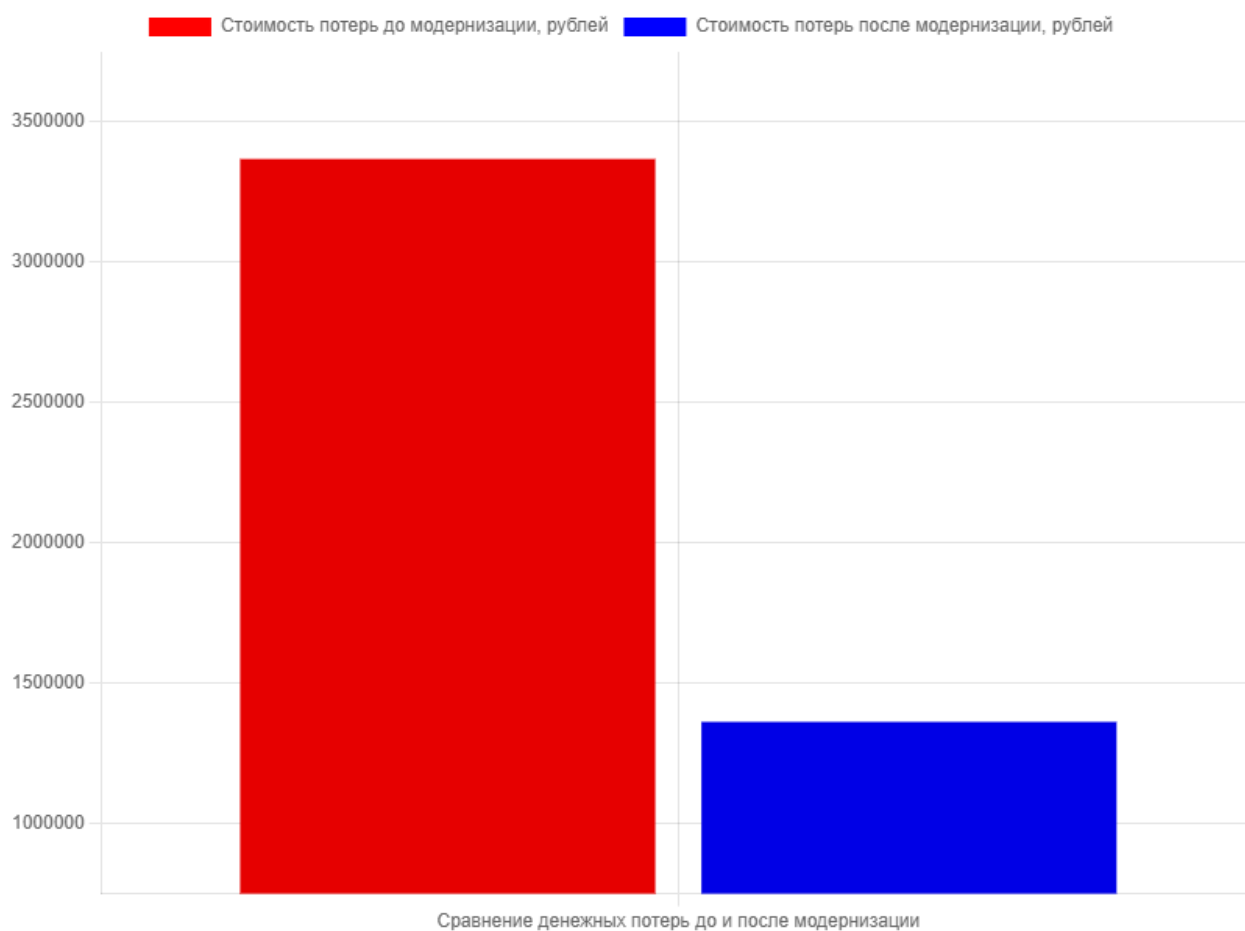


Рисунок 10 – Стоимость потерь электроэнергии на ГДНС

Цена асинхронного двигателя АИР 280 S4 составляет 872756 рублей. Имея экономическую выгоду от модернизации в 2006096,07 рублей. Срок окупаемости найдем по формуле (83)

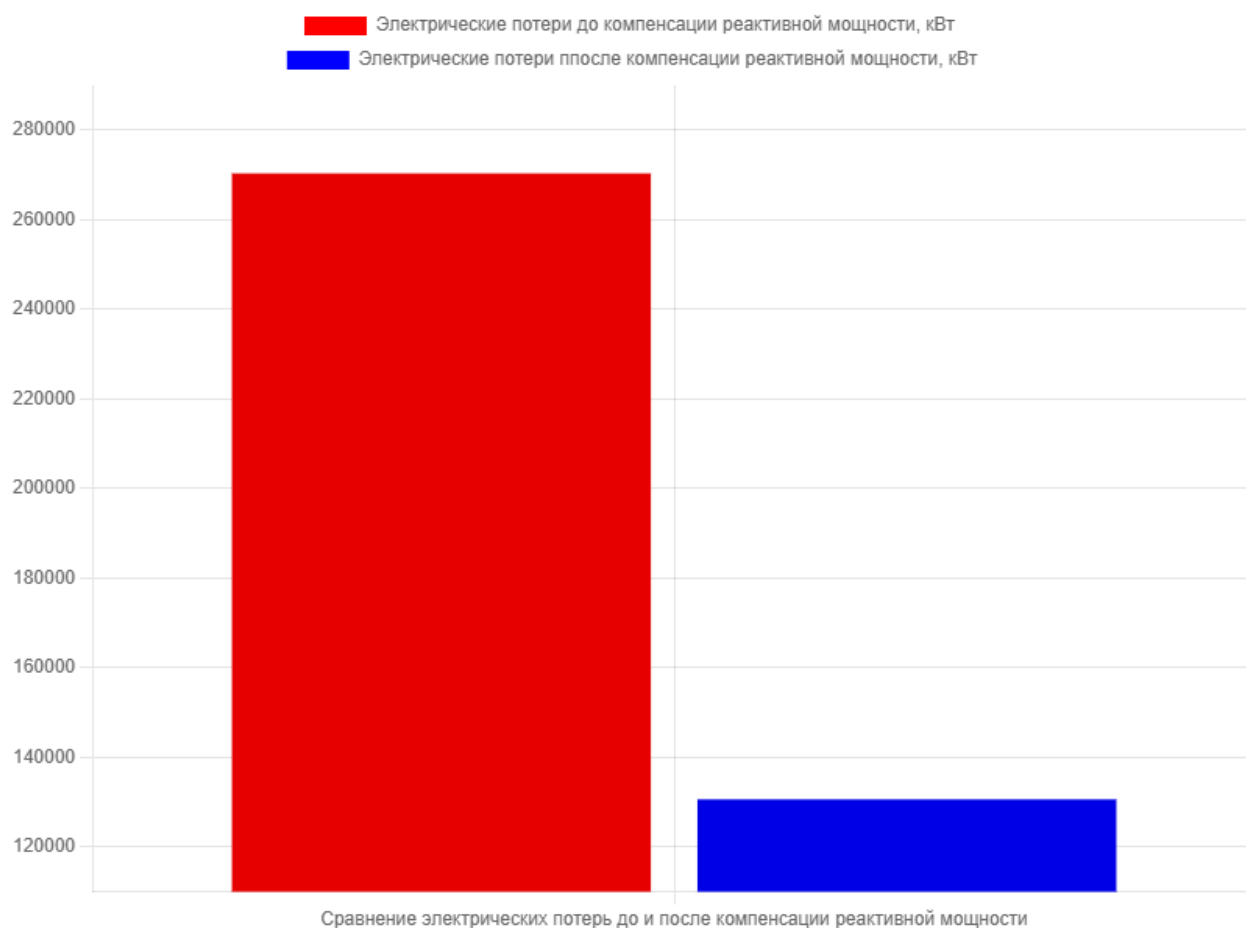
$$T = \frac{S_{вл}}{S_{пр}} \quad (83)$$
$$T = \frac{872756}{2006096,07} = 0,5$$

Срок окупаемости вложений в модернизации силового оборудования составляет 0,5 года с учетом инфляции, после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации.

4.4 Экономический эффект от установки УКРМ

«Как было отмечено выше, одним из потребителей рассматриваемой подстанции является ГДНС. Основными электроприёмниками дренажной станции являются насосные установки с мощными асинхронными двигателями, которые при функционировании потребляют значительную реактивную мощность. Это приводит к значительному снижению коэффициента мощности системы питающей сети и повышенным потерям электроэнергии. Компенсация потребляемой реактивной на данной подстанции может также значительно снизить электрические потери и повысить эффективность системы электроснабжения.»[29]

После модернизации самих асинхронных двигателей потери составляют 270298,56 кВт в год, а после расчетов компенсации реактивной мощности для данных двигателей годовые электрические потери будут составлять 130611,6 кВт. На рисунке 11 изображен график электрических потерь до и после компенсации реактивной мощности.



«Рисунок 11 – Сравнение потерь до и после компенсации реактивной мощности

Коммерческие потери до компенсации реактивной мощности в современном предложенном оборудовании на ГДНС составляют 1362304,74 рублей, после компенсации коммерческие потери будут составлять 715751,5 рублей,»[4] «разница составляет больше 1,9 раза. Экономическая выгода модернизации составляет 646553,24 рублей в год, наглядное сравнение представлено на рисунке 12. Срок окупаемости вложений в модернизацию силового оборудования составляет 0,5 года с учетом инфляции, после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации.» [4]

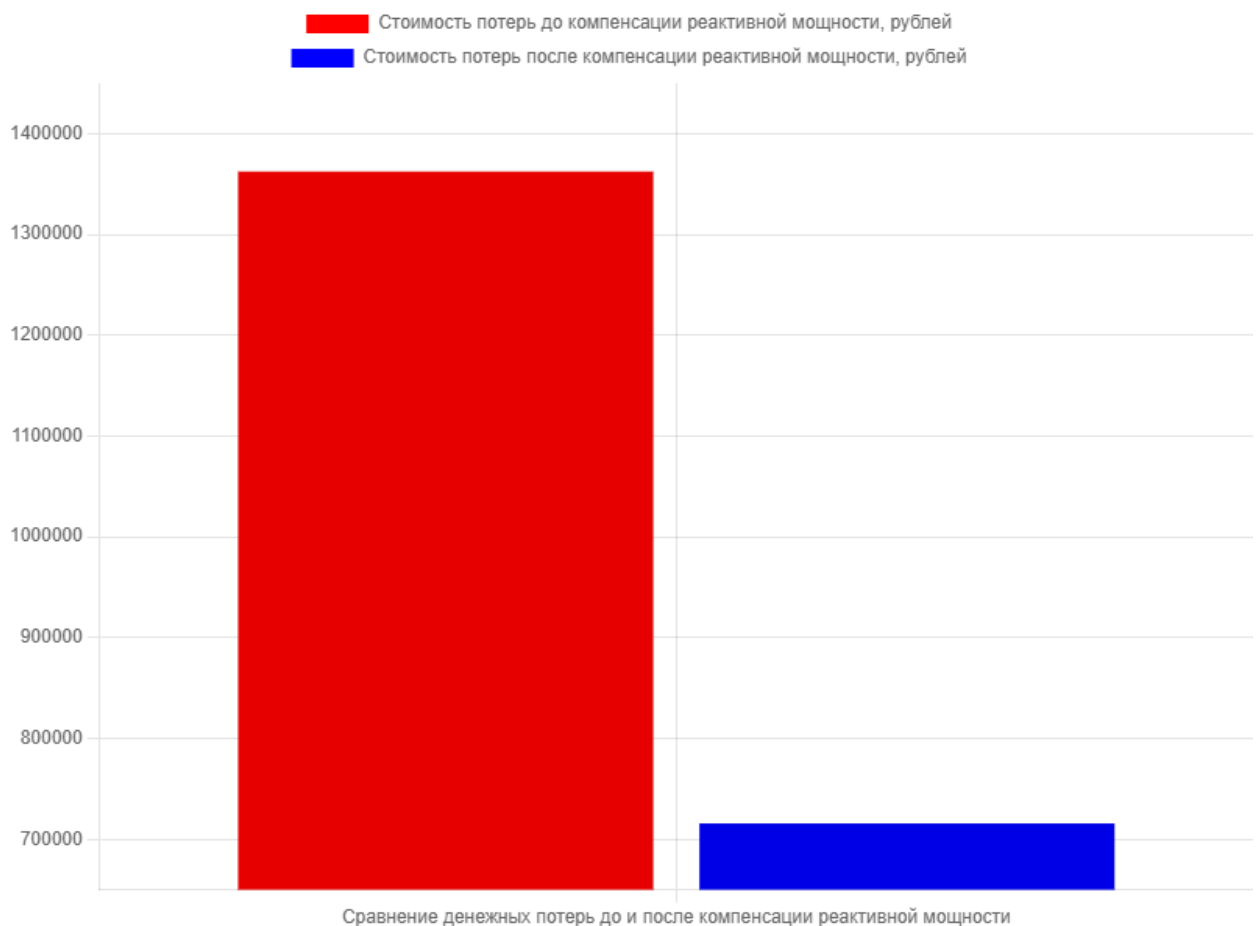


Рисунок 12 – Стоимостные экономические потери на ГДНС до и после компенсации реактивной мощности

Цена УКРМ-0,4-110-10 составляет 346400 рублей. Имея экономическую выгоду от модернизации в 646553,24 рублей. Срок окупаемости найдем по формуле (84)

$$T = \frac{S_{\text{вл}}}{S_{\text{пр}}} \quad (84)$$

$$T = \frac{346400}{646553} = 0,5$$

Срок окупаемости вложений в модернизации силового оборудования составляет 0,5 года с учетом инфляции, после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации.

4.5 Экономический эффект от модернизации системы электроснабжения

Рассчитаем экономический эффект от модернизации системы электроснабжения строений административно-бытового назначения в целом. Сравним общие электрические потери до полной модернизации и после. Сводные данные представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Сводные данные электрических потерь до модернизации

Объект	Потери, кВт
Трансформатор ТМГ 2500 10/0,4	143290,8
Кабельная линия	18396
ГДНС	614671
Сумма потерь = 776357,8 кВт	

После полной предложенной модернизации сводные данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Сводные данные электрических потерь после модернизации

Объект	Потери, кВт
Трансформатор ТМГ 2500 10/0,4	70315,3
Кабельная линия	6132
ГДНС+ УКРМ	130611,6
Сумма потерь = 207058,9 кВт	

Для наглядного сравнения электрических потерь представим результаты в виде диаграммы (рисунок 13).

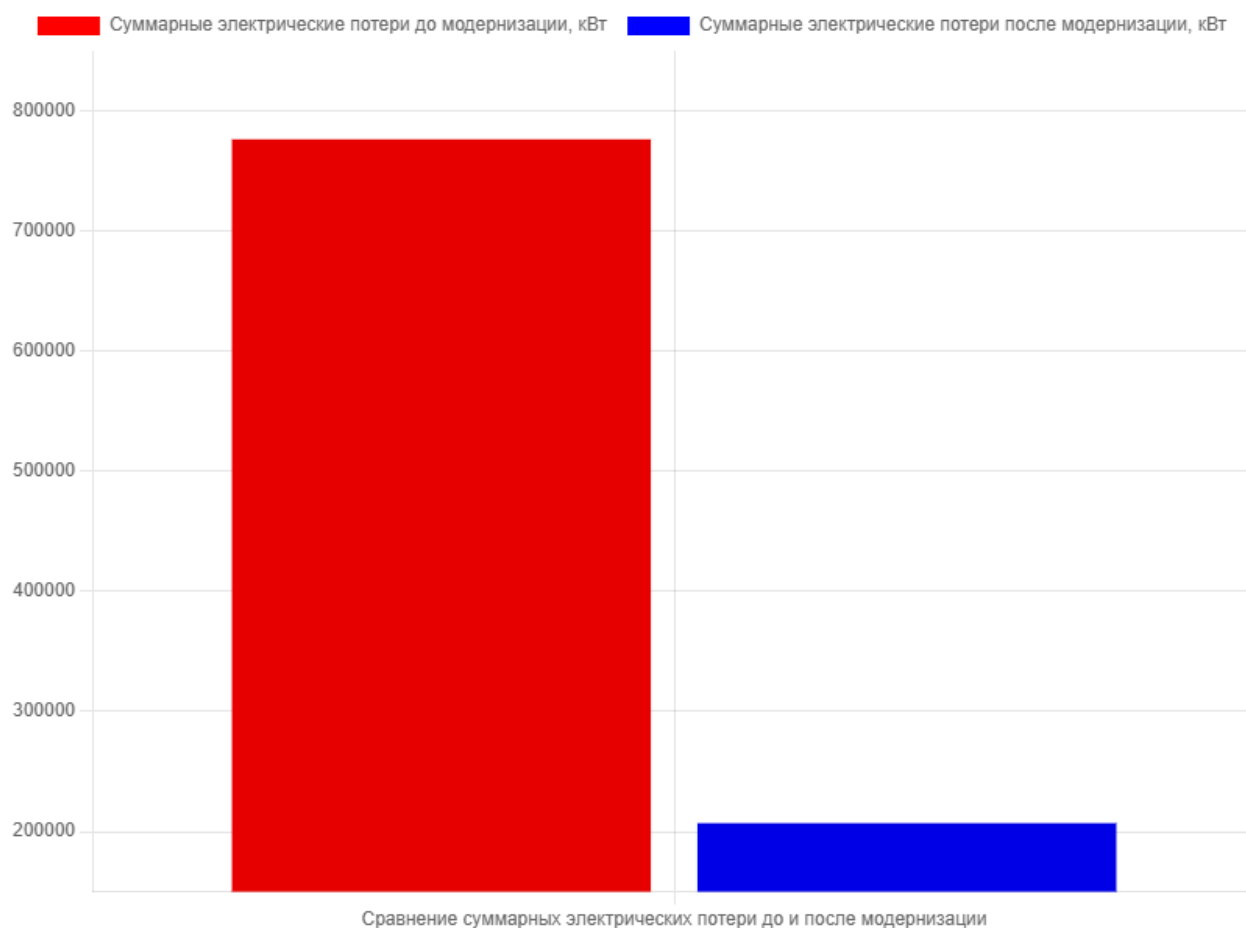


Рисунок 13 – Сравнение суммарных электрических потерь до и после модернизации

Так же приведем суммарные денежные потери до модернизации в таблице 14.

Таблица 14 – Суммарные денежные потери до модернизации

Объект	Потери, рублей
Трансформатор ТМГ 2500 10/0,4	784849,98
Кабельная линия	100810,1
ГДНС	3368400,81
Сумма потерь = 4254060,89 рублей	

Аналогично приведем суммарные денежные потери после модернизации в таблице 15.

Таблица 15 – Суммарные денежные потери после модернизации

Объект	Потери, рублей
Трансформатор ТМГ 2500 10/0,4	385327,8
Кабельная линия	33603,36
ГДНС + УКРМ	715751,5
Сумма потерь = 1134682,66 рублей	

Суммарные коммерческие потери в действующем оборудовании составляют 4254060,89 рублей, после модернизации на новое современное оборудование коммерческие потери будут составлять 1134682,66 рублей, разница составляет больше 3,75 раза. Экономическая выгода модернизации всех компонентов составляет 3119378,23 рублей в год. Срок окупаемости вложений в модернизацию силового оборудования составляет 2 года с учетом инфляции, после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации.

Очевидно, что весь комплекс предложенных мероприятий целесообразно использовать для модернизации системы электроснабжения объектов административно-бытового назначения, располагаемых на территории ОЭЗ.

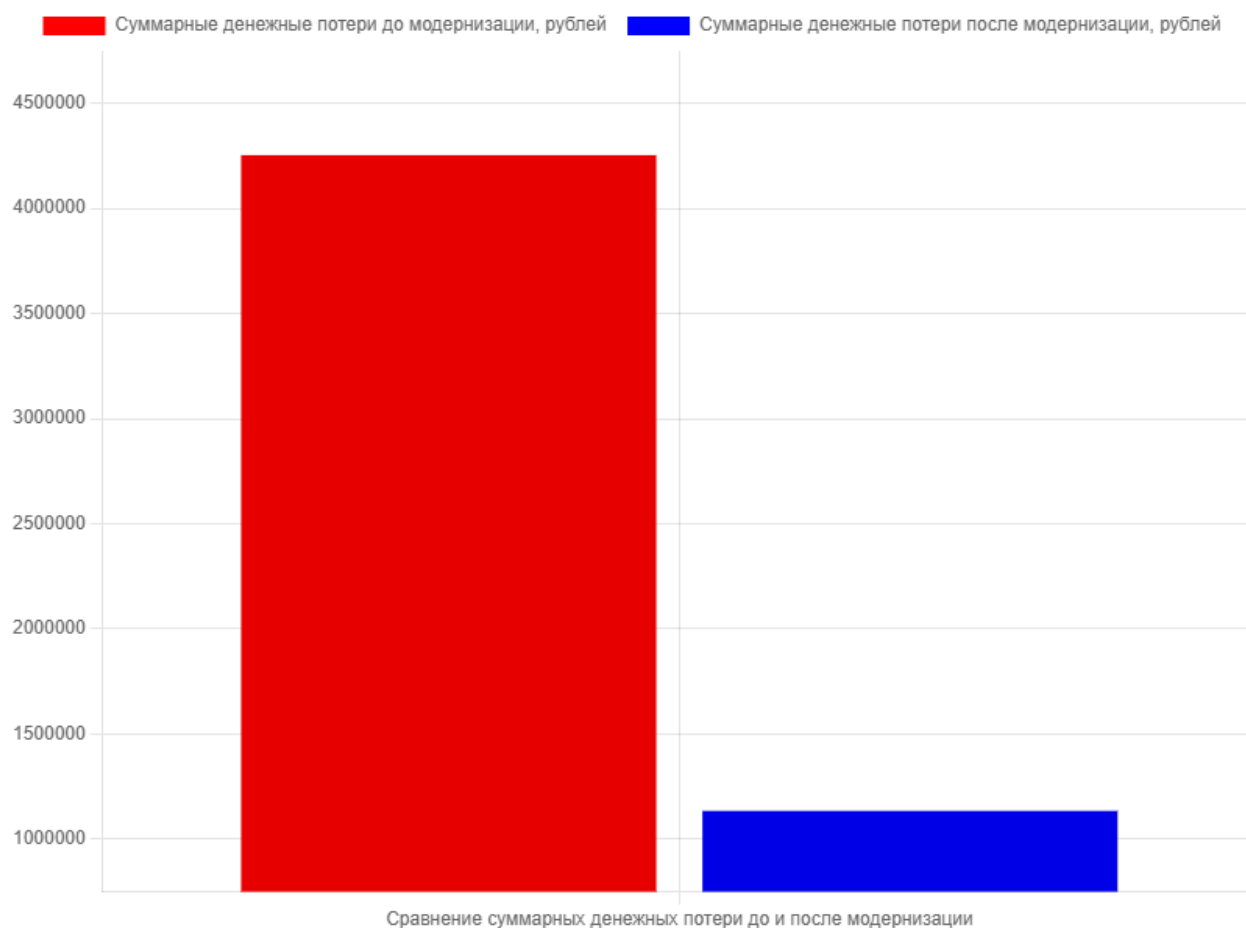


Рисунок 15 – Общие экономические потери до и после модернизации в денежном выражении

Цена оборудования для проведения полного комплекса модернизации составляет 3675456 рублей. Имея экономическую выгоду от модернизации в 3119378,23 рублей. Срок окупаемости найдем по формуле (84)

$$T = \frac{S_{\text{вл}}}{S_{\text{пр}}} \quad (84)$$

$$T = \frac{3675456}{3119378,23} = 1,2$$

Срок окупаемости вложений в модернизации силового оборудования составляет 1,2 года с учетом инфляции, после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации.

Вывод по разделу 4

При сравнении суммарных электрических потерь в действующем оборудовании и предложенном к модернизации оборудовании было выявлено снижение потерь с 776357,8 кВт в год до 207058,9 кВт в год. Коммерческая выгода данной модернизации составит 3119378,23 рублей в год. В комплекс мероприятий по модернизации входит замена силовых трансформаторов ТМГ 2500 10/0,4 кВ, замена более 9 км кабельных линий, замена асинхронных двигателей на ГДНС, а так же установка УКРМ-0,4-110-10. Так же модернизация «скажется на надежности и качестве электроснабжения за счет снижения потерь напряжения и сокращения годовых отключений за счет увеличения надежности оборудования.»[2]

Выгоднее для производства в первую очередь заменить асинхронные двигатели и установить конденсаторную установку УКРМ-0,4-110-10, их срок окупаемости составляет 0,5 года, но большей экономической эффект предприятие получит от полного комплекса модернизации и выйдет на чистую прибыль уже через 1,2 года.

Заключение

«Выполнив расчет и произведя анализ по повышению энергетической эффективности административного корпуса ОЭЗ ППТ города Тольятти, было предложено модернизировать силовое оборудование и кабельную линию сети.

Модернизация силового оборудования в виде замены понижающих силовых трансформаторов типа ТМГ номинальной мощностью 2500 кВА и напряжением 10/0,4кВ на новые обладающие лучшими характеристиками, такими как пониженные потери мощности.»[1]

Модернизация устаревшей кабельной линии масляного исполнения на более современный кабель из сшитого полиэтилена.

Модернизация четырех асинхронных двигателей, потребляющих значительную реактивную мощность, на современные асинхронные двигатели с такими же характеристиками. Помимо замены асинхронных двигателей для снижения потерь энергии на ГДНС была предложена к установке конденсаторная установка, компенсирующая реактивную мощность асинхронных двигателей, и рассчитаны её параметры.

Рассчитаны потери электроэнергии в двух силовых трансформаторах типа ТМГ–2500/10/0,4, установленных на подстанции ТП-4. Электрические потери составляют 143290,8 кВт в год, что в денежном эквиваленте соответствует 784849,98 руб. год.

Определены электрические потери на кабельных линиях, обеспечивающих электроснабжение электропотребителей ТП-4. Годовые электрические потери равны 18396 кВт, что в денежном эквиваленте составляет 100810,1 руб в год.

Найдены потери напряжения на сторонах 10кВ и 0,4кВ для двенадцати кабельных линий. Полученные данные будут использованы далее для проверки на соответствие требованиям ПУЭ («Правила устройства электроустановок»).

Рассчитаны потери электроэнергии, возникающие при работе четырёх асинхронных двигателей, установленных на главной дренажной насосной станции. Потери электроэнергии составляют 614671 кВт, что в денежном эквиваленте соответствует 3368400,81 руб. в год.

Выявлено, что коэффициент мощности каждого из имеющихся асинхронных двигателей, функционирующих на дренажной насосной станции, равен $\cos\varphi = 0,58$. Следовательно, электроприёмники главной дренажной насосной станции потребляют значительную реактивную мощность. Поэтому компенсация реактивной мощности, потребляемой потребителями ТП-4 является целесообразной. При сравнении суммарных электрических потерь в действующем оборудовании и предложенном к модернизации оборудовании было выявлено снижение потерь с 776357,8 кВт в год до 207058,9 кВт в год. Коммерческая выгода данной модернизации составит 3119378,23 рублей в год. В комплекс мероприятий по модернизации входит замена силовых трансформаторов ТМГ 2500 10/0,4 кВ, замена более 9 км кабельных линий, замена асинхронных двигателей на ГДНС, а так же установка УКРМ-0,4-110-10. Так же модернизация «скажется на надежности и качестве электроснабжения за счет снижения потерь напряжения и сокращения годовых отключений за счет увеличения надежности оборудования.»[2]

Выгоднее для производства в первую очередь заменить асинхронные двигатели и установить конденсаторную установку УКРМ-0,4-110-10, их срок окупаемости составляет 0,5 года, но большей экономической эффект предприятие получит от полного комплекса модернизации и выйдет на чистую прибыль уже через 1,2 года.

Цель по «повышению энергетической эффективности административного корпуса ОЭЗ ППТ города Тольятти за счет оптимизации и модернизации силового оборудования и кабельной линий электропередач выполнена.»[1].

Список используемой литературы

1. Антипов В.О. Повышение энергоэффективности в области энергетики»: Научный журнал СибАК «Студенческий» №35(289) URL: <https://sibac.info/journal/student/289/346648>
2. Виноградов Е. А., Степанов В. В., Крупнов А. В., Козлов И. И., Энергетика и энергосбережение. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0.4–10 кВ и способы их сокращения. / Вестник Тверского государственного технического университета, выпуск 31. 2019.
3. ГОСТ 32144. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего пользования. Принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №55 П от 25 марта 2023 г.).
4. ГОСТ 14209–85. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки: утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 236 от 31.01.2020. М., 2020. 30с. .
5. ГОСТ 839–80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия (с Изменениями №1,2): утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 2987 от 23.06.80. М., 1981. 2021.
6. ГОСТ 721–77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В– Последние изменение: 16.01.2022. С. 72.
7. ГОСТ 1516.1–76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции Последние изменение: 16.01.2022. С. 51.
8. Ермолаев К. А. Влияние процессов энергосбережения и повышения энергоэффективности на инновационное развитие экономик // Экономический анализ: теория и практика – 2019. С. 82–92.

9. Земскова Е. С., Горин В. А. Ресурсосбережение как способ нейтрализации отрицательных внешних эффектов // Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. 2019. №. 8–1. С. 182–185.
10. Киселева Е. Н., Дьяконова Н. В. Логистика ресурсосбережения // Материалы III Международной заочной научно-методической и практической конференции. 2019. С. 91–93.
11. Кононова Е. Н. Энергосбережение в системе факторов ресурсосбережения. 2020. С. 32–36.
12. Кудашкин Ю.В, Ахмедов Ф. Н., Энергоэффективность, энергосбережение и интеллектуальные сети / Российское предпринимательство. – 2021. С.96-103.
13. Левицкая Е. И., Лурье А. И., Панибратец А.Н. Проблема электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях / Журнал энергетик. – 2022.
14. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г.: утв. приказом №204 от 08.07.2020 г. М., 2020. С. 488.
15. Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: <https://e-koncept.ru/2015/65024.html>, свободный/ (дата обращения 01.11.2024).
16. СТО 56947007–29.240.30.010–2019. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 34–750 кВ. Типовые решения: утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС». № 441 от 20.12.2007 г. М., 2007. С. 132.
17. Технические данные трехфазных трёхобмоточных трансформаторов [Электронный каталог] // интернет-сайт. URL: <http://leg.co.ua/info/transformatory/tehnicheskie-dannye-trehfaznyh-trehobmotochnyhtransformatorov.html>/ (дата обращения 01.11.2024).

18. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и о внесении в отдельные законодательные акты Российской Федерации.

19. Хоконова М. Б. Сущность ресурсосбережения и охраны окружающей среды // Вектор развития современной науки. 2016. С. 1201–1205.

20. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. - Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации

21. Abbas A. J. K. S. Gaeid, I. K. Salih Modeling and Control of the Saturation's Transformer // Tikrit Journal of Engineering Science. – 2013 – Vol 17.-No 1. – PP. URL: <https://doaj.org/article/e530e2e641d0416fb0b0c85ef42e4793/> (дата обращения 07.11.2024).

22. Brando G. A Distribution Power Electronic Transformer with MMC [Text] G. Brando, B. Bova, A. Cervone. A. Del Pizzo, A. Dannier // Applied Sciences. – 2018–PP. URL: <https://doaj.org/article/5bff437ff2b04516bf20017e5f9d0308/> (дата обращения 20.11.2024).

23. Carl Johnson University of Colorado 2015. Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Text].URL: <https://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 01.11.2024).

24. Chraygane, M. Improved modeling of new three-phase high voltage transformer with magnetic shunts [Text] // Archives of Electrical Engineering. – 2015. - Volume 64. - Issue 1. – PP. 157-172. – URL: <https://doaj.org/article/2379e15a92fc43d4b64d7855ec4049ca/> (дата обращения 3.11.2024).

25. Ekström R, S. Apelfröjd, M. Leijon Transformer Magnetization Losses Using a Nonfiltered Voltage- Source Inverter [Text] // Advances in Power Electronics. – 2013 – Article ID 261959, 7 pages. – PP.1-7. – URL: <https://doaj.org/article/ce72928360a8487e91966330a88912a3/> (дата обращения 8.11.2024).
26. Jurcik J, Gutten. M, Korenciak. D Analysis of transient actions influence in power transformer [Text] // Advances in Electrical and Electronic Engineering. – 2013. – Volume 9. – Number 2. – PP. 65-69. – URL: <https://doaj.org/article/1eae19e2cbd143798874fc9efb078e83/> (дата обращения 01.11.2024).
27. Orosz T. Vajda I. Design Optimization with Geometric Programming for Core Type Large Power Transformers // Electrical, Control and Communication Engineering. 2014.
28. Petkova N. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers [Text] // TEM Journal. – 2015 –Vol.4.- Issue 2. – PP.125-129. – URL: <https://doaj.org/article/01633a9c5a2441cf90ec26c35df3e719/> (дата обращения 01.11.2024).
29. Sarhan, M.A. Lotfi T., Hamilton D.C. A New Lifetime Distribution and Its Power Transformation [Text] // Journal of Probability and Statistics. – 2014 – Volume 2014.- Article ID 532024.- PP. 1-14. – URL:http://www.researchgate.net/publication/275068203_A_New_Lifetime_Distribution_and_Its_Power_Transformation/ (дата обращения 01.11.2024).
30. Zamboti M. Fortes M. Z., Fernandes H.S., Moura M. B., Guadelupe P., Fernandes N. C. Software to manage transformers using intelligent electronic devices // Ingeniería e Investigación. – 2016 – V 36.-N 1. – PP. 85-89. – URL: <https://doaj.org/article/5136133f5b274314bcda96e3d1845a1/> (дата обращения 20.11.2024).