

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Модернизация системы электроснабжения производства пластмассовых изделий ОАО «АВТОВАЗ»

Студент(ка)

К.Н. Тупиков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« ____ » _____ 2016 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Содержание

Введение.....	3
1. Анализ электроснабжения производства.....	11
1.2. Трансформаторы.....	15
1.3. Кабельные линии.....	20
1.4. Электроприемники.....	22
2. Исследование состояния электрических сетей	
2.1. Трансформаторные подстанции.....	24
2.2. Трансформаторы.....	26
2.3. Кабельные линии.....	53
2.4. Качество электроэнергии.....	57
2.4.1. Показатели качества электрической энергии.....	57
2.4.2. Отклонение и колебание от частоты.....	61
2.4.3. Отклонения и колебания от напряжения.....	63
2.4.4. Несимметрия напряжения.....	67
2.4.5. Несинусоидальность кривой напряжения.....	70
3. Техничко-экономическое обоснование.....	73
Заключение.....	81
Список использованных источников.....	84

Введение

Актуальность темы: В царской России машиностроение было развито слабо, к концу 1810 года лишь паровые установки были единственным производственным двигателем, их доля по отраслям точно отражала картину общего применения в промышленности страны показано на рисунке 1.

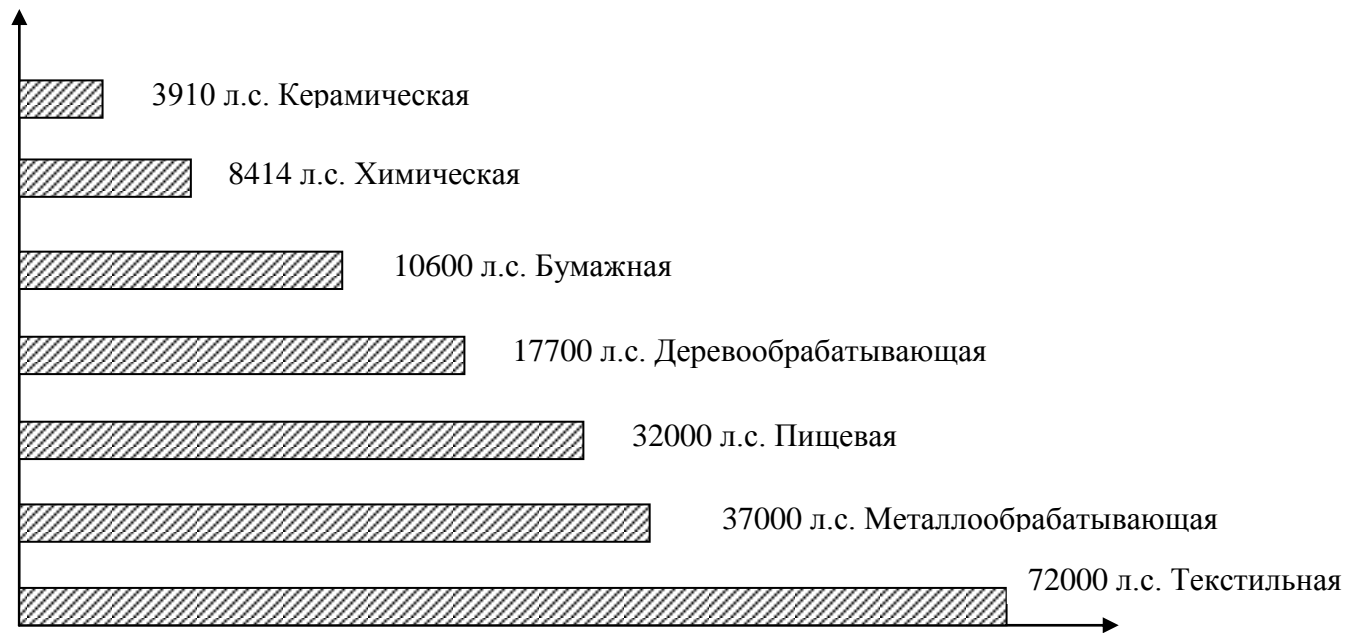


Рисунок 1 - Количество паровых машин по отраслям

Машиностроение в Российской империи не могло получить должного развития ввиду слабого станкостроения, однако, уже в начале XX века производство режущего оборудования из года в год наращивало свои объемы, показано в таблице 1.

Таблица 1 - Объемы режущего оборудования

Годы	1913	1928	1932	1937	1938	1940
Количество выпущенных станков	1500	2000	19700	48400	55000	60000

В России автомобильная индустрия в её современном понимании получила развитие к 1924 году, десятком автомобилей марки Московского Автомобильного Завода АМО. В 1925 году был начат выпуск автомобилей Ярославского завода, но число выпущенных машин составило порядка 1500 единиц. В 1928-1929 гг. было принято решение о строительстве заводов в г. Москве и г. Горьком (Нижний Новгород), и уже к концу 30-х годов количество выпускаемых автомобилей было увеличено до 200 000 штук. Таким образом, автомобильная индустрия в СССР развивалась стремительно.

Однако, ключевой этап становления и развития машиностроения произошел 20 июля 1966 года, когда приказом ЦК КПСС СССР было принято решение о создании крупнейшего завода по производству автомобилей в г.Тольятти, на базе «FIAT 126».

Волжский Автомобильный Завод состоит из четырех основных групп производств:

1. Заготовительные производства;
2. Сборочные производства;
3. Ремонтно-инструментальные цеха;
4. Вспомогательные сооружения.

В соответствии с контрактом FIAT, проект завода реализовывался в две стадии:

- 1.Технический проект
- 2.Исполнительный проект.

Одновременно со строительством корпусов выполнялись планы по электрификации предприятия. Общие электрические нагрузки по заводу характеризуются:

- 1.Технологическими нагрузками;
- 2.Нагрузками на отопление;
- 3.Вентиляции;
- 4.Воздухо снабжения;
5. Водоснабжение;

6. Освещение.

Электрические нагрузки завода определялись из условий проектной мощности завода в 600 000 автомобилей в год. По степени требований обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения, большая часть токоприемников относилась ко второй категории. Расчетная мощность потребителей первой категории составляла примерно 20000 кВА. Таким образом, ключевым критерием подаваемой электроэнергии в машиностроении является бесперебойность и качество.

Основные показатели электроснабжения ОАО «АВТОВАЗ»:

1. Напряжение:

- а. Первичное – 110000 v;
- б. Вторичное – 10000 v;
- в. Силовых электроприемников в.н. – 10000 v;
- г. Силовых электроприемников н.н. – 380 v;
- д. Освещение – 220 v.

2. Установленная мощность:

- а. Электродвигателей 10кв – 106350 кВт;
- б. Силовых трансформаторов с первичным напряжением 10кВ -753000 кВА;
- в. Силовых трансформаторов с первичным напряжением 10кВ. -520000 кВА.

В том числе для цеховых подстанций – 450кВА.

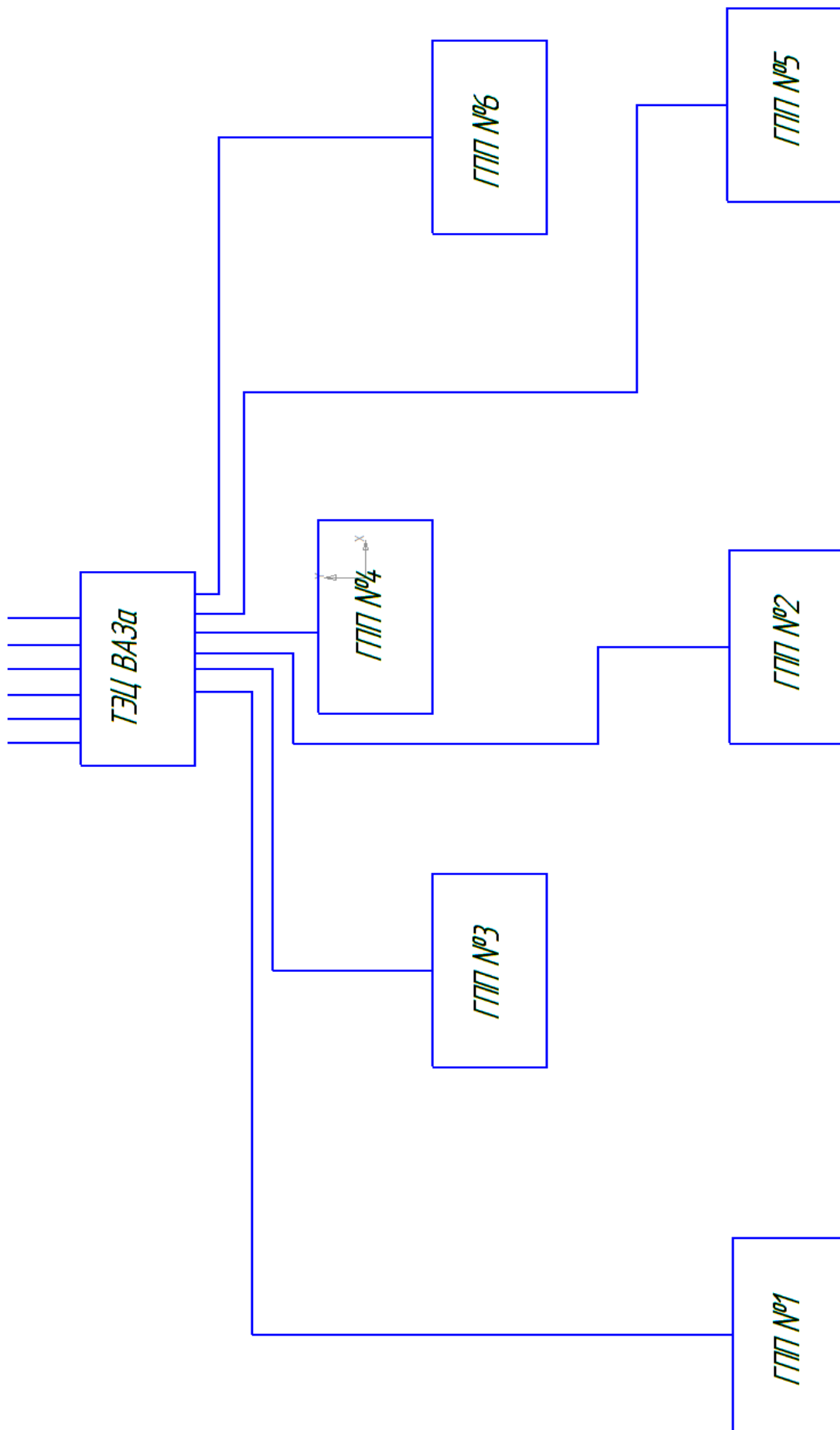


Рисунок 2 - Схематичное изображение подключения ОАО «АВТОВАЗ»

В 1991 году, на Волжском Автомобильном Заводе, приказом генерального директора Каданникова Владимира Васильевича, был заложен первый камень под строительство Производства Пластмассовых изделий. Данное производство было ориентировано на выпуск комплектующих изделий из полимерных материалов для автомобилей ЛАДА.

В данной диссертационной работе проводится исследование электрических сетей 0.4–10 кВ Производства Пластмассовых Изделий ОАО «АВТОВАЗ».

Общая площадь производства составляет 11 000 м². Началом строительства ППИ стал 1992г., и уже в 1995 году строительство производственного корпуса было завершено. В 1996 году на производстве было установлено 12 литьевых машин и 4 прессы.

В настоящий момент ППИ оснащено 40 машинами для литья пластмассы под давлением, 4 выдувными машинами, 4 прессами, 2 линиями окраски и прочим сопутствующим технологическому процессу оборудованием.

Для поддержания рабочей температуры в корпусе предусматривается приточная вентиляция, которая состоит из группы кондиционеров, подающих в помещение:

1. Холодный воздух;
2. Теплый воздух.

Основным источником электроснабжения Производства Пластмассовых Изделий является ГПП №6 110/10 кВ. В составе главной понизительной подстанции установлены трансформаторы 2х63 кВА.

В связи с тем, что, генеральный плана завода исключал наружное расположение инженерных коммуникаций, ГПП №6 запитана через подземные коммуникационные канализации. Питание осуществляется на напряжение 110 кВ маслонаполненными кабелями, однофазными, марки ШССВ1-150. Кабель присоединен к трансформаторам 110/10 кВ. через глухие вводы, что исключает необходимость сооружения ОРУ-110 кВ на ГПП и повышает надежность электроснабжения.

Для обеспечения электроснабжения Производства Пластмассовых Изделий используются электрические сети двух классов напряжения: 10кВ и 0.4кВ. Протяженность сетей 10 кВ составляет около 15 километров, а протяженность сетей 0.4 кВ около 1000 километров, таким образом, большая часть приходится на них. Данные показатели свидетельствуют об их приоритетном значении в общей системе передачи электроэнергии в Производстве Пластмассовых Изделий.

Сети напряжением 10 кВ и 0.4 кВ являются объектом исследования в данной диссертации.

В состав сетей входят 5 трансформаторных подстанций (ТП), напряжением 10/0,4 кВ, общей мощностью: 12500 кВА.

ТП в производстве являются двух трансформаторными, по типу:

1. Совтоловые;
2. Масляные;
3. Сухие.

Электрические сети в производстве пластмассовых изделий отличаются частыми аварийными отказами и плановыми – восстановительными работами, по причине устаревшего оборудования. Среднемесячное значение таких сбоев может достигать порядка 5 случаев только аварийных отказов.

Так же стоит отметить, что производство активно строилось в период распада СССР, что в свою очередь сказалось на его техническом оснащении: закупались самые доступные по цене трансформаторные подстанции и кабели.

Таким образом, на сегодняшний день состояние аппаратов коммутационного оборудования напряжением 10/0,4 кВ неудовлетворительно, что в результате и приводит к низкому уровню надежности электроснабжения.

В сетях так же наблюдаются отклонения от напряжения в пределах минус (-) 16-19% до плюс (+)12-17%, что является прямым отступлением от ГОСТа 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Масштабное обновление и увеличение производственных мощностей ППИ началось в 2005 году, что привело к повышенному потреблению электроэнергии. В настоящий момент электроснабжение Производства Пластмассовых Изделий остается, практически, без изменений со времен ввода в эксплуатацию.

На момент запуска электросетей в действие, они соответствовали своему прямому назначению, и удовлетворяли потребности производства. Вместе с тем, со времени ввода основной части оборудования в цикл, произошли значительные перемены в экономике, что в итоге сформировало новые категории потребителей, а так же требования к получению электроэнергии в целом.

В настоящее время отношения между производителем, поставщиком и потребителем электроэнергии претерпели значительные изменения. Текущая обстановка явно свидетельствует о том, что с каждым днем техническое состояние электрических сетей в Произестве Пластмассовых Изделий ухудшается, не компенсируясь при этом новыми строительствами и реконструкциями уже имеющихся трансформаторных подстанции и кабельных линий. Таким образом, неудовлетворительное состояние электрических сетей является основной причиной для анализа текущего состояния электрического снабжения и определения его степени готовности к новым требованиям и условиям эксплуатации.

В виду отсутствия практического обновления электрических сетей, следует предложить о проведении новой электрификации Производства Пластмассовых Изделий. Отсутствие в настоящий момент ближайших вариантов разрешения данной ситуации отражает всю актуальность данной диссертационной работы.

В качестве исследования будут рассмотрены направления и способы модернизации электрических сетей ППИ.

Цель работы: определение способов и возможностей модернизации электрических сетей Производства Пластмассовых Изделий ОАО «АВТОВАЗ».

Полученный анализ отобразит предварительную перспективу проведения такого обновления, результатом чего должна стать плановая модернизация электроснабжения, исключающая значительное количество отказов, приводящих к существенным экономическим потерям как внутри ППИ, так и в целом на предприятии. Так как, неременным условием бесперебойной работы является качество продукции, поставляемой на главные конвейера для сборки машинокомплектов в срок.

Вступительные мероприятия могут иметь следующий вид: заводы, производящие электротехническое оборудование получают задание на разработку коммутационной аппаратуры с увеличенным показателем безотказности.

Чтобы достичь заданных целей, следует провести основные научные задачи, результаты которых выносятся на защиту:

1. Проведение анализа технического состояния, работоспособности и безотказности электрических сетей производства пластмассовых изделий;
2. Определение направления и способов модернизации электроснабжения;
3. Выявление основных технико-экономических показателей электрических схем сетей 10 кВ. и 0,4кВ. и разработка методики выбора оптимальных способов модернизации.

Объект исследования: объектом исследования являются электрические сети напряжением 10кВ и 0,4 кВ Производства Пластмассовых Изделий.

Предметом исследования: предметом исследования являются направления и способы модернизации электрических сетей Производства Пластмассовых Изделий, напряжением 10кВ. и 0,4кВ.

1. Анализ системы электроснабжения производства пластмассовых изделий

Производство Пластмассовых Изделий в год потребляет 75 068,960 тыс.кВт.ч..

Электроприёмники, расположенные в ППИ состоят из нескольких групп:

1.Силовые общепромышленные установки: кондиционеры, подъемно-транспортные устройства. Двигатели кондиционеров работают примерно в одном режиме, и снабжаются электроэнергией на напряжение 380 В. Питание двигателей осуществляется током промышленной частоты 50 Гц. Характер нагрузки ровный, особенно для мощных установок. Это Электроприёмники I категории. Подъемно-транспортные устройства (мостовые краны, подъемники, кран-балки) работают в повторном кратковременном режиме с ПВ=25% и $\cos f=0,5$. По надежности электроснабжения отнесены ко II-й категории.

2.Электродвигатели производственных механизмов. Мощность двигателей изменяется в широком диапазоне. Напряжение сети 380 В с частотой 50 Гц, K_m также изменяется в широком диапазоне. По надежности электроснабжения эта группа электроприёмников относится к потребителям II категории.

3.Технологические электрические установки – термические установки и сварочные установки. Термические установки являются установками до 600 кВт. K_{II} лежит в пределах от 0,7 до 0,8 $\cos f=0,95$. Установки относятся к ЭП второй категории. Сварочные установки постоянного тока – это трехфазная нагрузка с резко-переменным характером. K_{II} лежит в пределах от 0,25 до 0,4 а $\cos f=0,6-0,7$. В основном это нагрузка II категории надежности.

Отключение потребителей I категории от электроснабжения приводит к:

1. Опасности для жизни людей;
2. Значительному ущербу народного хозяйства;

3. Повреждению дорогостоящего основного оборудования;
4. Массовому браку продукции;
5. Расстройству сложного технологического процесса;
6. Нарушению функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Отключение потребителей II категории от электроснабжения приводит к:

1. Существенному отклонению от выпуска продукции;
2. Массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта;
3. Нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

В производстве пластмассовых изделий установлен круглосуточный график работы 7 дней в неделю, в связи с непрерывным выпуском продукции, для покрытия потребностей конвейеров. В производстве используется магистральная схема подключения, показанная на рисунке 3.

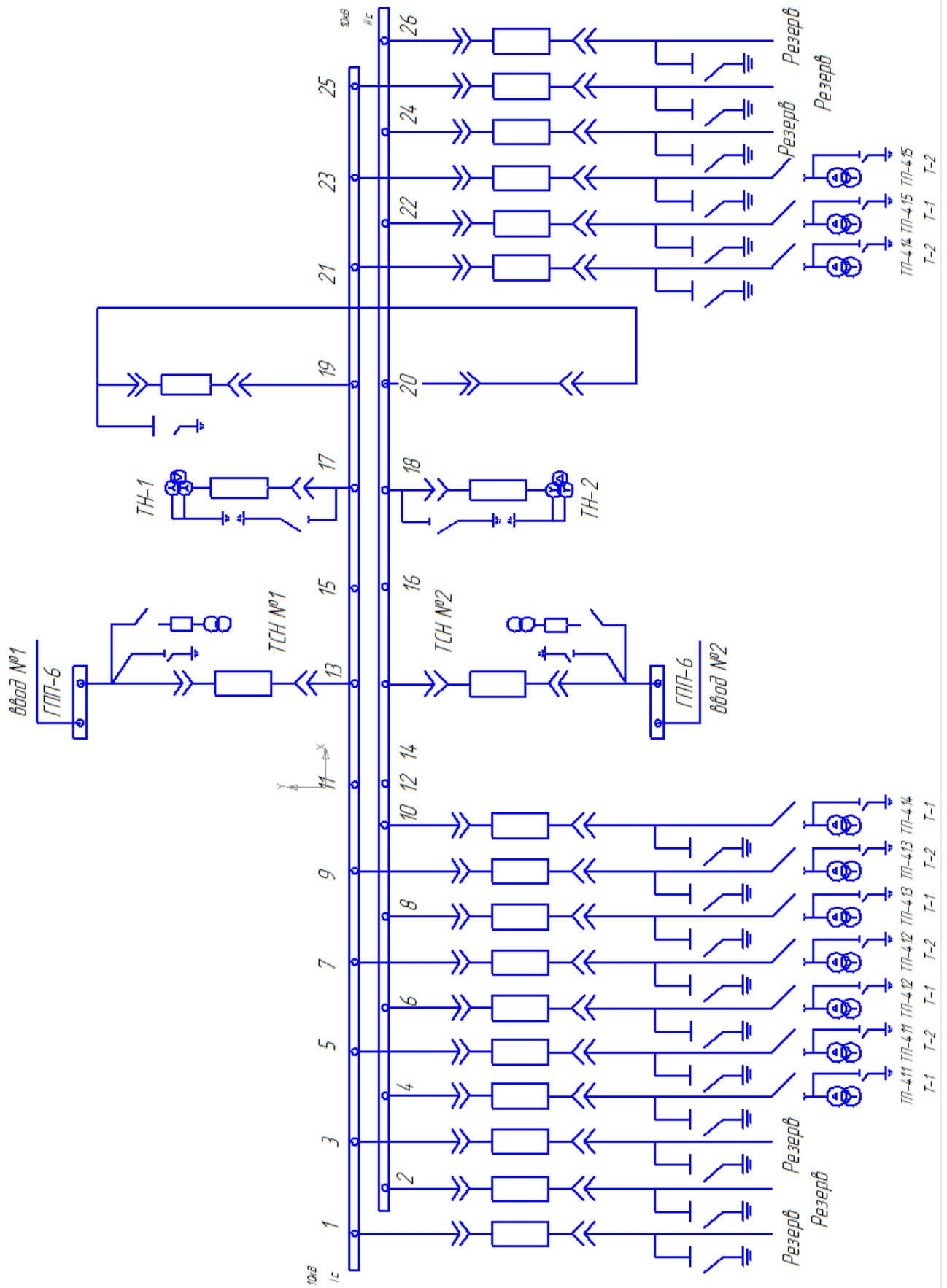


Рисунок 3 - Магистральная схема подключения на производстве

При проектировании ППИ предпочтение было отдано кабельным линиям, вместо воздушных, таким образом, приходящие кабели 10кВ от ГПП №6 до РП-29 проложены по подземным коммуникационным канализациям до входа в корпус. Данная схема подключения позволяет:

1. Сэкономить достаточно большие площади для дальнейшего строительства (не имеет зоны отчуждения);
2. Защитить кабельные линии от повреждений;
3. Предотвратить воздействие погодных условий на кабели.

Для подключения используются кабели марки ААШв, проложенные через подземную коммуникационную канализацию. Все они находятся в едином лотке, что создает существенную проблему: в случае возгорания повреждениям подвергнутся все кабели без исключения.

1.2 Трансформаторы

В настоящий момент на производстве установлены двух трансформаторные подстанции в количестве 5 единиц разного типа:

1. Совтоловые:

1.1 Достоинства:

1.1.1. Не горючие;

1.1.2. Обладают хорошими диэлектрическими свойствами, сохраняющимися на всём сроке службы;

1.1.3. Сокращение затрат на строительство помещений, где располагаются трансформаторы.

1.2. Недостатки:

1.2.1. Высокая токсичность;

1.2.2. Сняты с производства 1985 году.

Таблица 2 – Характеристики совтоловых трансформаторов разной мощности

Трансформатор	Мощность, кВ * А	Верхний предел номинального напряжения, кВ		Потери, кВт		Ток XX, %	Напряже ние КЗ,%
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТНЗ-25/10	25	10	0,4; 0,23	0,12	0,49	3,0	4,5
ТНЗ-40/10	40	3,6; 10	0,4; 0,23	0,15	0,85	3,0	4,5
ТНЗ-250/10	250	10	0,69	—	—	—	—
ТНЗ-630/10	630	10	0,4; 0,69	1,31	7,60	1,8	5,5
ТНЗ-1000/10	1000	10	0,4; 0,69	1,90	10,80	1,2	5,5

Продолжение таблицы 2

ТНЗ-1000/10	1000	10	0,4; 0,69	1,90	10,80	1,2	5,5
ТНЗ-1600/10	1600	10	0,69; 0,4	2,65	16,50	1,0	6,0
ТНЗ-2500/10	2500	6; 10	0,4; 0,69	3,75	24,00	0,8	6,0

2. Масляные:

2.1. Достоинства:

2.1.1. Не требуют профилактики и капитальных ремонтов;

2.1.2. Выдерживают любые климатические условия;

2.1.3. Невысокое реактивное сопротивление.

2.2. Недостатки:

2.2.1. Защищены от взрыва и пожара

2.2.2. Требуют специально подготовленных помещений, что приводит к удорожанию строительства инженерных сооружений.

2.2.3. Имеют большой вес.

Таблица 3 – Характеристики масляных трансформаторов разной мощности

Трансформатор	Мощность, кВ * А	Верхний предел номинального напряжения, кВ		Потери, кВт		Ток XX, %	Напряже ние КЗ,%
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТМ-400/10-02	400	6; 10	0,4	0,12	0,49	1,6	4,5
ТМ-630/10	630	6; 10	0,4	0,15	0,85	1,6	5,5
ТМ-630/10-01	630	6; 10	0,4	—	—	1,6	5,5

Продолжение таблицы 3

ТМ-1000/10	1000	6; 10	0,4	—	—	1,2	5,5
ТМ-1000/10-01	1000	6; 10	0,4			1,2	5,5
ТМ-1000/10-02	1000	6; 10	0,4	1,31	7,60	1,0	5,5
ТМ-1250/10	1250	6; 10	0,4	1,90	10,80	1,2	6,0
ТМ-1600/10	1600	6; 10	0,4	2,65	16,50	1,0	6,0
ТМ-2500/10	2500	6; 10	0,4	3,75	24,00	0,8	6,0

3. Сухие:

3.1. Достоинства:

- 3.1.1. Нет потребности в масляном хозяйстве;
- 3.1.2. Отсутствует надобность сооружения масляных приемников;
- 3.1.3. Нет необходимости производить контроль состояния масла;
- 3.1.4. Являются малообслуживаемыми;
- 3.1.5. Имеют меньший вес;
- 3.1.6. Можно устанавливать на любой высоте;
- 3.1.7. Не подвержены горению и взрыву.

3.2. Недостатки:

- 3.2.1. Имеют меньшую перегрузочную способность;
- 3.2.2. Дороже (сложнее обосновывать на экономическом комитете)

Таблица 4 – Характеристики сухих трансформаторов разной мощности

Трансформатор	Мощность, кВ * А	Верхний предел номинального напряжения, кВ		Потери, кВт		Ток XX, %	Напряже ние КЗ,%
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТСЛЗ 400	400	6; 10	0,4	0,12	4,83	1,6	4
ТСЛЗ 500	500	6; 10	0,4	0,15	6,18	1,6	4
ТСЛЗ 630	630	6; 10	0,4	—	7,18	1,6	4
ТСЛЗ 800	1000	6; 10	0,4	—	9,32	1,2	6
ТСЛЗ 1000	1000	6; 10	0,4		9,84	1,2	6
ТСЛЗ 1250	1000	6; 10	0,4	1,31	12,53	1,0	6
ТСЛЗ 1600	1250	6; 10	0,4	1,90	14,16	1,2	6-7
ТСЛЗ 2000	1600	6; 10	0,4	2,65	17,8	1,0	6-7
ТСЛЗ 2500	2500	6; 10	0,4	3,75	20	0,8	6-7

Таким образом, в производстве установлены трансформаторы разного типа, что затрудняет их общее обслуживание, так как каждый из них предполагает применение оригинальных запасных частей. Возможности для хранения и содержания на складах большого количества номенклатуры запасных частей отсутствуют – в условиях современной экономики это считается потерями. Следует так же отметить, что возраст трансформаторных подстанций уже давно превысил 30 лет.

В результате факторы, перечисленные выше, приводят к частым аварийным отключениям, что не безопасно для производства, где есть электроприемники 1 и 2 категории.

1.3 Кабельные линии 10-0.4кВ

Кабельные линии – это линии, которые состоят из одного или множества кабелей с концевыми муфтами, заделками и креплениями на них.

В Производстве Пластмассовых Изделий кабельные линии проходят под землей в коммуникационных тоннелях и лоткам, смонтированным на стенах производства. Кабельные линии имеют зоны отчуждения, площадь которых напрямую зависит от напряжения линии. Линии с напряжением до 1000В имеют зону отчуждения в один метр от крайних кабелей, проложенных под землей.

На предприятии под пешеходными дорогами линии должны проходить на расстоянии 0,6 метра и 1 метра от автомобильной дороги. Для кабельных линий напряжением выше 1000 в зона отчуждения имеет расстояние по одному метру с каждой стороны от крайних кабелей[3].

Место прокладки кабельных линий выбирают с учетом наименьшего расстояния, чтобы сэкономить на расходах материала и обеспечения сохранности от механических повреждений: коррозии, вибрации, перегрева и возможности повреждений соседних кабелей при возникновении короткого замыкания на одном из них[5].

При прокладке кабелей необходимо соблюдать предельно допустимые радиусы их изгиба, превышение которых приводит к нарушению целостности изоляции жил. Так же следует соблюдать температурные компенсации при прокладке кабельных линий на улице[27].

Прокладка кабеля в земле под зданиями, а также через подвальные и складские помещения запрещается. Расстояние между кабелем и фундаментами зданий должно составлять не менее 0,6 метра. При прокладке кабеля в зоне насаждений расстояние между кабелем и стволами деревьев должно быть не менее 2 метров, а в зеленой зоне с кустарниковыми посадками допускается 0,75 метра.[27]

В случае прокладки кабеля параллельно теплопроводу расстояние от кабеля до стенки канала теплопровода должно быть не менее 2 метров, до оси пути железной дороги - не менее 3,25 метров, а для электрифицированной дороги - не менее 10,75 метров. В местах пересечения железных и автомобильных дорог, кабели прокладывают в туннелях, блоках или трубах по всей ширине зоны отчуждения на глубине не менее 1 метра от полотна дороги и не менее 0,5 метра от дна водоотводных канав.

При отсутствии зоны отчуждения кабели прокладывают непосредственно на участке пересечения или на расстоянии 2 метров по обе стороны от полотна дороги. Кабели укладывают "змейкой" с запасом, равным 1 - 3 % его длины, чтобы исключить возможность возникновения опасных механических напряжений при смещениях почвы и температурных деформациях[28].

1.4 Электроприемники

Как уже было упомянуто выше, в Производстве Пластмассовых Изделий установлено оборудование, 1 и 2 категории. В XXI веке вся техника оснащена низковольтными платами, процессорами, плоскими экранами, которые очень подвержены колебаниям в напряжении.

В цехе окраски установлено оборудование фирмы «Айзенманн». Линия оснащена окрасочными роботами фирмы «АББ», которые в свою очередь управляются процессорами. Перепад напряжения на шкаф управления роботом допустим $\pm 10 \text{ V}$, при превышении данных значений срабатывает защита от перепада электроснабжения, что на сегодняшний день является открытым вопросом.

Производство с каждым днем все больше подвержено амортизационным издержкам, так, что проведенный анализ аварийных отключений, показал, что ежегодно количество таких отказов увеличивается примерно на 7%. Любое подобное отключение электроснабжения, в среднем занимает порядка 20-35 минут, что в абсолютной величине означает пятьдесят два произведенных автомобильных комплекта. Цена на комплект варьируется в пределах от 2000 до 4800 рублей.

Таким образом, можно провести элементарный анализ потерь производства.

Средняя цена 1 автомобильный комплект составляет 3400 рублей

Среднее количество отказов в месяц 5

Среднее время простоя оборудования 27 минут

Производительность линии 58 маш.ком./час

$$58 \div 60 = 0.96 \text{ маш.ком./мин.}$$

$$3400 * 5 * 27 * 0,96 = 440640 \text{ рублей}$$

Даже усредненный подсчет наглядно показал прямые потери производства только из-за простоя оборудования, порядка 440640 рублей в месяц. Это примерно 2,2% от общей произведенной продукции ППИ. Но

учитывая ежегодный и неизбежный износ оборудования, через 10 лет эти показатели могут установиться в районе 7 отказов в месяц, что приведет к еще большим и серьезным потерям[45].

Вывод: Техническое состояние производства в сфере энергоснабжения находится в неудовлетворительном состоянии, издержки на ремонт и потери на производстве очень велики, что формирует необходимость определения способов модернизации системы электроснабжения. Одновременно с этим, сроки реализации данного проекта должны быть выдержаны так, чтобы производство оставалось работоспособным на все время проведения модернизации.

Таким образом, будет достигнута самая главная цель данной диссертационной работы: проведение модернизации на основании разработанных предложений с минимальными перебоями в работе производственного оборудования.

2. Исследование состояния электрических сетей Производства пластмассовых изделий

2.1 Трансформаторные подстанции

Трансформаторные подстанции в производстве установлены в отдельных помещениях, которые при строительстве сразу закладывались в генеральный план. Каждая подстанция имеет выход на улицу в виде больших въездных ворот, и так же дверь, чтоб иметь доступ к трансформаторной подстанции из корпуса. Подстанция состоит из:

1. Двух трансформаторов 10-6кВ/0,4-0,69кВ.
2. Распределительное устройство 0,4-0,69 кВ.

По схеме распределительного устройства 10-6кВ на трансформаторной подстанции нет.

Трансформаторные подстанции могут быть:

1. Установлены снаружи здания;
2. Пристроены к стенам;
3. Встроены в здание цеха;
4. Внутри производства;
5. Открытые;
6. Огороженные.

Каждая из данных трансформаторных подстанции подразумевает свои требования к подготовке места установки. (ПУЭ гл. 4.2)[12].

Данные подстанции были спроектированы еще в 90-х годах прошлого века, что на сегодняшний день является устаревшей технологией. Современные производители трансформаторных подстанций ушли далеко вперед и выпускают подстанции разных конструкторских исполнений:

1. Отдельно установленные, в кирпичном или железобетонном здании, в котором устанавливают отдельно поставляемые и монтируемые на месте элементы оборудования и детали их крепления;

2. Комплектные, в полной заводской готовности для внутренней установки (КТП);

3. Комплектные, в полной заводской готовности для наружной установки (КТПН);

4. Смешанные комплектные, в которых РУ 6-10 кВ полной заводской готовности (КРУН) размещают на открытом воздухе вместе с трансформаторами, а РУ 0,4-0,6 кВ, также комплектные, размещают в закрытом помещении;

5. Блочные, полносборные (КТПБ), называемые также «объемными», для наружной установки. Строительная часть КТПБ состоит из отдельных металлических или железобетонных блоков, в которых на заводе изготовителе блоков выполняется монтаж всего электрооборудования ТП. КТПБ поставляют на место установки блоками полной заводской готовности, где с помощью автокранов производят их сборку.

Технический прогресс в сооружении ТП 10-0,4 кВ характеризуется отходом от сооружения ТП с трудоемким монтажом оборудования, поставляемого на место установки в полном разукomплектованном состоянии, и переходом к применению комплектных и блочно-полносборных ТП полной заводской готовности[16].

2.2. Трансформаторы

Силовые трансформаторы с напряжением на «высокой стороне» 6-10 кВ, на производствах в основном применяются масляного исполнения типа ТМЗ. Но, так как они подвержены возгоранию и повышенному горению, для них подготавливают специальные места установки с системами предупреждения возгорания и системами пожаротушения. Чтоб избежать капитальных вложений на систему пожаротушения чаще всего используют совтоловые или сухие трансформаторы.

Трансформаторы масляные 6-10 кВ в основном производятся под маркой ТМЗ. Они имеют бак, в который погружена активная часть. Бак представляет собой стальной резервуар овальной формы, заполненный трансформаторным маслом. Масло, является охлаждающей средой, отводит тепло, которое выделяется на обмотках в магнитном проводе, и отдает ее в окружающую среду через стенки и крышку бака.

Кроме охлаждения активной части трансформатора, масло повышает степень изоляции между токоведущими частями и заземленным баком. Для увеличения поверхности охлаждения трансформатора баки изготавливают ребристыми, вваривают в них трубы или снабжают съемными радиаторами (только у трансформаторов мощностью до 25 кВА стенки бака гладкие).

Радиаторы присоединяют к стенкам бака патрубками со специальными радиаторными кранами. У верхнего торца бака к его стенкам приваривают раму из угловой или полосовой стали, к которой крепят крышку на прокладках из маслоупорной резины. В нижней части бака всех типов трансформаторов имеется кран для взятия пробы и слива масла, а в его днище (в трансформаторах мощностью выше 100 кВА) — пробка для спуска осадков после слива масла через кран. Второй кран устанавливают на крышке бака, через который заливают масло. Оба крана служат одновременно для присоединения к ним маслоочистительных аппаратов.[25]

В помещениях, где повышенные требования к пожарной безопасности устанавливают совтоловые или сухие трансформаторы, причем дополнительно требуется монтаж приточной вентиляции или системы кондиционирования, для поддержания на трансформаторной подстанции рабочей температуры.

Совтоловые трансформаторы можно использовать тогда, когда по условиям эксплуатации трансформаторы других типов нельзя приблизить к центрам нагрузки. Трансформаторы поставляются с завода-изготовителя с заваренными крышками на баках и в процессе эксплуатации не требуют:

1. заливки масла;
2. взятия проб масла;
3. слива масла.

Совтол вещество не горючее, и такие трансформаторы удобно применять на объектах с пожаровзрывоопасными установками. Однако совтоловые трансформаторы очень чувствительны к отрицательным температурам окружающей среды. Совтол, применяемый для заливки в трансформаторы начинает менять свое агрегатное состояние и начинает густеть и замерзать при температуре – 10 градусов. Это серьезно ограничивает их применение в уличных условиях[25].

Совтол имеет большую плотность (15 - 16г/слг³), в результате чего трансформаторы имеют большой вес, что требует дополнительной подготовки места установки. Трансформаторы с охлаждением негорючим жидким диэлектриком в СССР изготавливались мощностью до 2500 кВА включительно, для установки в помещениях. Однако применяемая в трансформаторах жидкость экологически небезопасна, поэтому в настоящее время для вновь проектируемых объектов, совтоловые трансформаторы не рассматриваются. В 1985 году данные трансформаторы с совтоловым охлаждением сняты с производства.

Сухие трансформаторы, экологически и пожаробезопасны. Трансформатор состоит из обмоток ВН и НН, который защищен кожухом, основная изолирующая и охлаждающая среда является атмосферный воздух.

Атмосферная среда по сравнению с маслом имеет меньшие изолирующие свойства, поэтому к изоляции сухих трансформаторов предъявляют повышенные требования. Устанавливают трансформаторы в сухих, закрытых помещениях. Различают несколько видов сухих трансформаторов:

1. Сухие трансформаторы «монолит»
2. Сухие трансформаторы с литой обмоткой
3. Сухие трансформаторы с открытой обмоткой.

При изготовлении сухих трансформаторов по технологии «монолит» процесс заливки происходит в глубоком вакууме. В дальнейшей работе трансформатора при перегрузках не выделяются различные отравляющие продукты. Особые свойства данного типа позволяют его использовать в помещениях с повышенными требованиями к пожарной безопасности. Электропрочность обмоток обеспечивается благодаря применению соответствующей изоляции проводов. Механическая прочность достигается благодаря использованию бандажных лент, гарантирующих монолитность после пропитки лаками и последующем запекании.

Сухие трансформаторы с открытыми обмотками. Катушки изготавливаются по технологии вакуум давление пропиточной смолой, что дает изоляционный слой толщиной 0,2 мм, который обеспечивает надежную защиту от воздействия окружающей среды, в то же время не препятствует охлаждению обмоток. При использовании изоляционных профилей и высокопрочных изоляторов из фарфора, в конструкции сухого трансформатора формируются вертикальные и горизонтальные каналы для охлаждения, что эффективно охлаждает обмотки. Благодаря конвекционным потокам воздуха при охлаждении сухой трансформатор устойчив к загрязнениям.

Трансформаторы с литой обмоткой. Жесткость обмоткам придает его технология изготовления. Применяются специальные компоненты и наполнители, благодаря ним увеличились механические и теплопроводящие свойства. Но есть и отрицательные стороны трансформаторов данной конструкции:

1. Повышенная масса изоляции, а также из-за неоднородности материала при вакуумной пропитке, повышается вероятность частичных разрядов.
2. Увеличенная толщина создает определенные проблемы с охлаждением обмоток высокого давления.

Сухие трансформаторы в первую очередь применяются в местах, где главным фактором безопасности являются:

1. Безопасность людей;
2. Безопасность оборудования;
3. Безопасность окружающей среды.

Сухие трансформаторы больших мощностей необходимы в электроустановках промышленных предприятий:

1. Нефтехимической
2. Metallургической
3. Машиностроительной
4. Электроснабжения общественных зданий, сооружений, транспорта.

Таким образом, в случае ППИ, когда трансформаторные подстанции будут установлены внутри здания, то следует применять сухие трансформаторы. То есть, на подстанциях вместо совтоловых и масляных трансформаторов будут установлены сухие.

В трансформаторных подстанциях промышленных предприятий, в нормальном режиме стремятся избегать параллельной работы трансформаторов. Объясняется это тем, что при коротких замыканиях в сетях 0,4—0,69 кВ в режиме параллельной работы трансформаторов значительно возрастает ударный ток КЗ, по сравнению с режимом раздельной работы. Но при наличии РУ 6-10 кВ, при коротком замыкании срабатывает АВР на секционном выключателе, трансформаторная подстанция переходит в режим питания от одной линии[39].

Однако при распределении нагрузки между параллельно включенными трансформаторами следует учитывать следующее:

1. Группы соединений должны быть одинаковыми;
2. Соотношение между мощностями трансформаторов должны быть не более 1:3;
3. Трансформаторы должны иметь равные коэффициенты трансформации; различие допускается не более чем $\pm 5\%$;
4. Напряжения короткого замыкания U_k не должны различаться более чем на $\pm 10\%$ от среднеарифметического значения U_k трансформаторов, включаемых на параллельную работу.

Для реконструкции системы электроснабжения Производства Пластмассовых Изделий требуется полное описание трансформаторов и подключения их к распределительному устройству, схемы подключения потребителей по шинам и определение загруженности каждого трансформатора в отдельности, и выбрать самые загруженные. В дальнейшем по полученным данным провести модернизацию энергосистемы производства.[43]

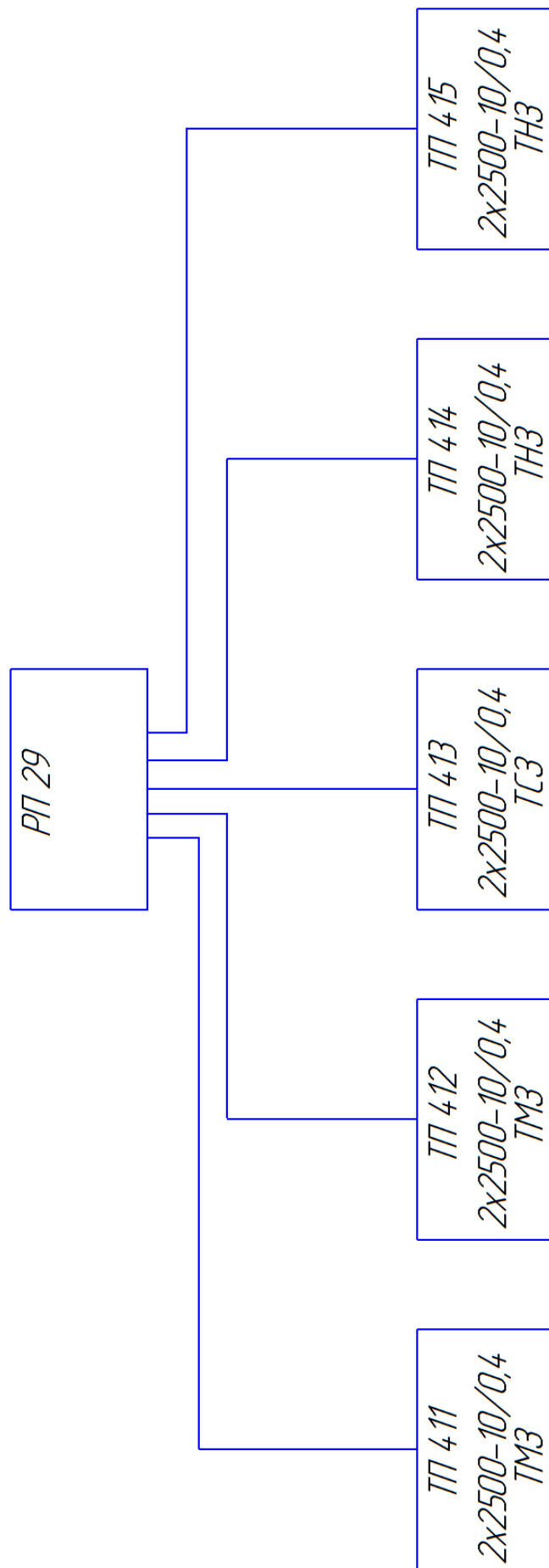


Рисунок 4 – Схематичное изображение подключения трансформаторов

Трансформаторная подстанция №411

Данная подстанции оборудована двумя масляными трансформаторами типа ТМЗ – 2500 – 10/0,4. Трансформаторы 1981 года выпуска. Паспортные данные и схема подключения показаны в таблице 5 и на рисунке 5. График суточной загрузки трансформаторной подстанции показан на рисунке 6.

Таблиц 5 - Паспортные характеристики трансформатора ТМЗ-2500-10/0,4

Наименование	Единица изм.	Значение
Номинальная мощность	кВА	2500
Номинальное напряжение ВН	кВ	6 (10)
Номинальное напряжение НН	кВ	0.4
Потери холостого хода	кВт	3.75
Потери короткого замыкания	кВт	26.0
Ток холостого хода	%	0.8
Напряжение короткого замыкания	%	6.0
Габаритные размеры	мм	2460x1600x2600
Масса полная	кг	7045

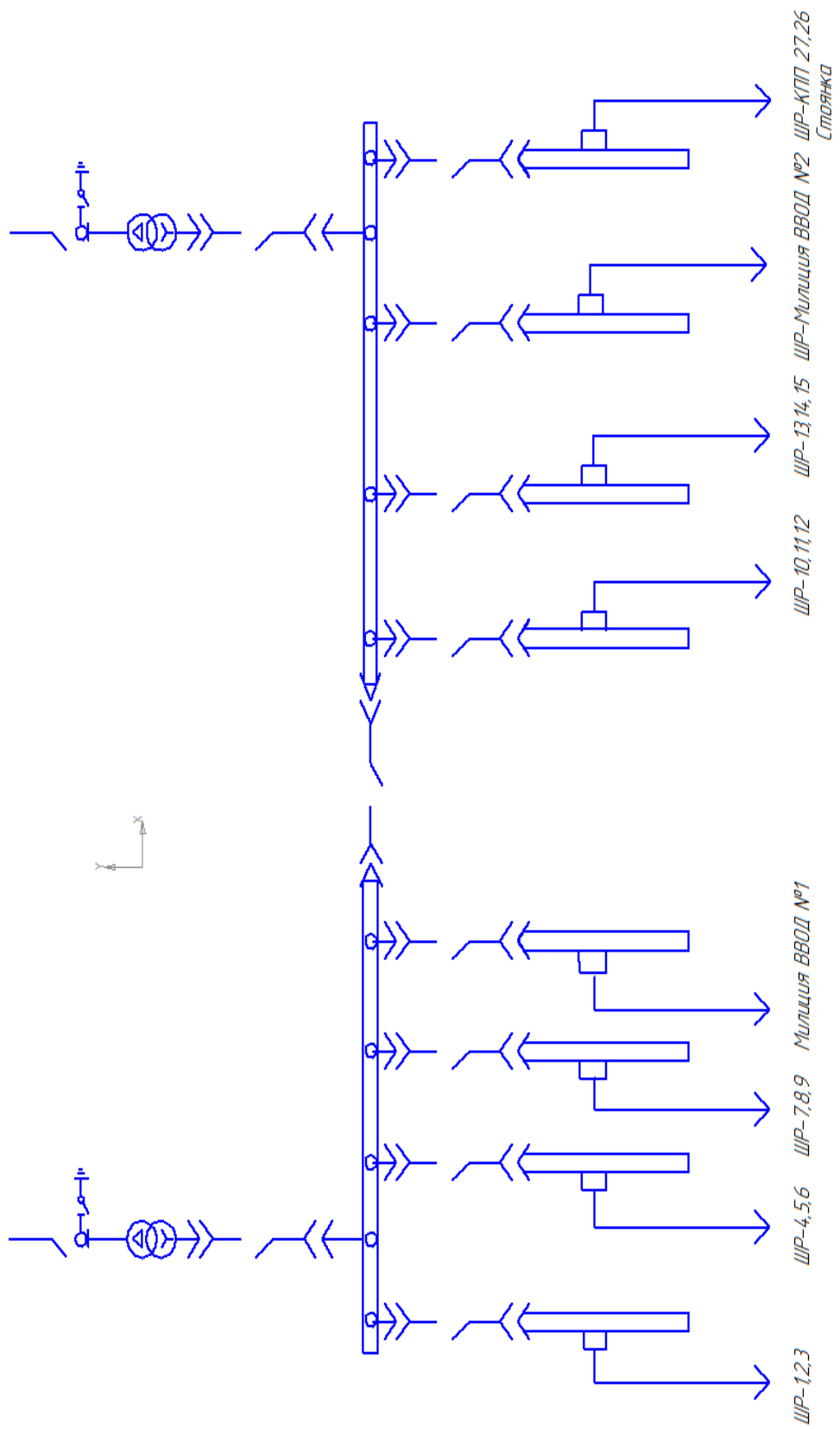


Рисунок 5 - Схема подключения ТП №411

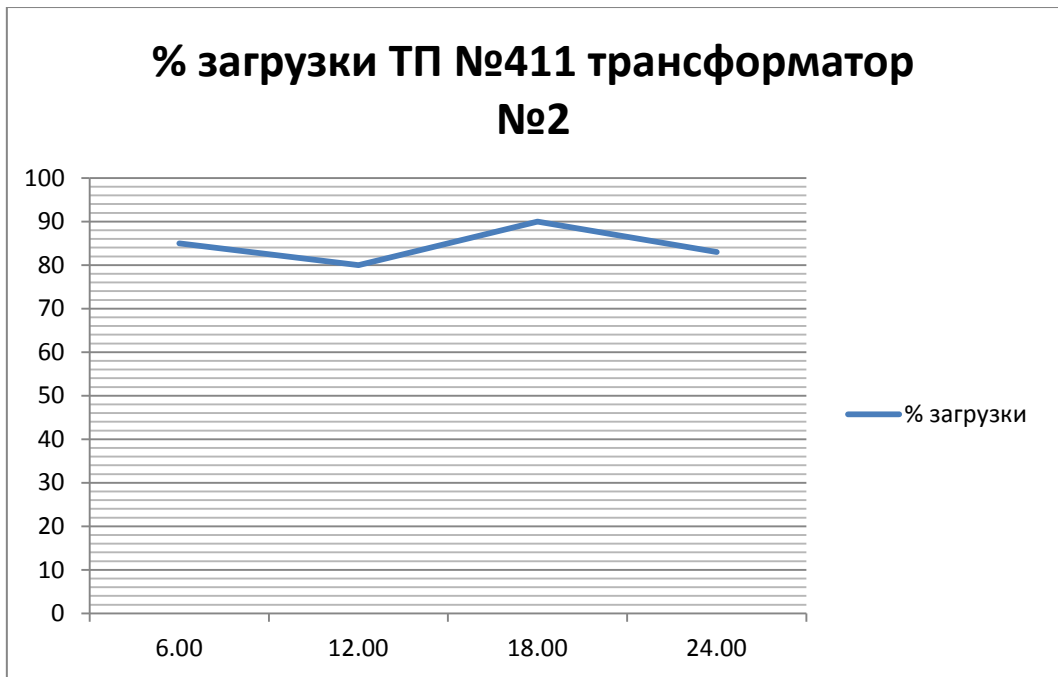
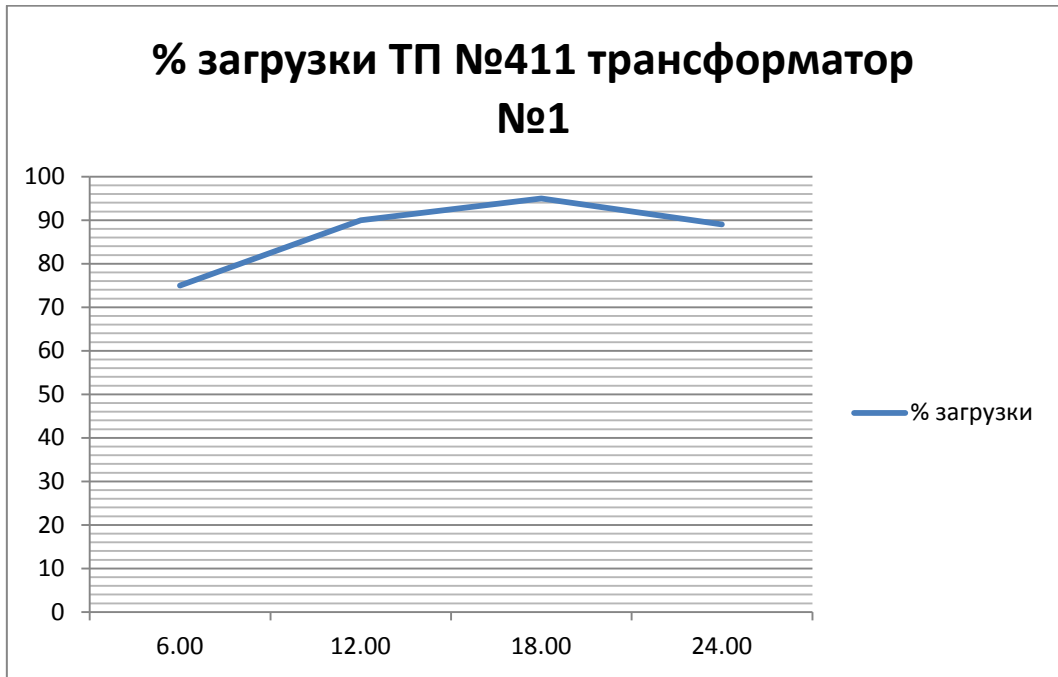


Рисунок 6 - Загрузка трансформаторов №1 и №2 в течение суток

Трансформаторная подстанция № 412

Данная подстанции оборудована двумя масляными трансформаторами типа ТМЗ – 2500 – 10/0,4. Трансформаторы 1981 года выпуска. Паспортные данные и схема подключения показаны в таблице 6 и на рисунке 7. График суточной загрузки трансформаторной подстанции показан на рисунке 8.

Таблица 6 - Паспортные характеристики трансформатора ТМЗ-2500-10/0,4

Наименование	Единица изм.	Значение
Номинальная мощность	кВА	2500
Номинальное напряжение ВН	кВ	6 (10)
Номинальное напряжение НН	кВ	0.4
Потери холостого хода	кВт	3.75
Потери короткого замыкания	кВт	26.0
Ток холостого хода	%	0.8
Напряжение короткого замыкания	%	6.0
Габаритные размеры	мм	2460x1600x2600
Масса полна	кг	7045

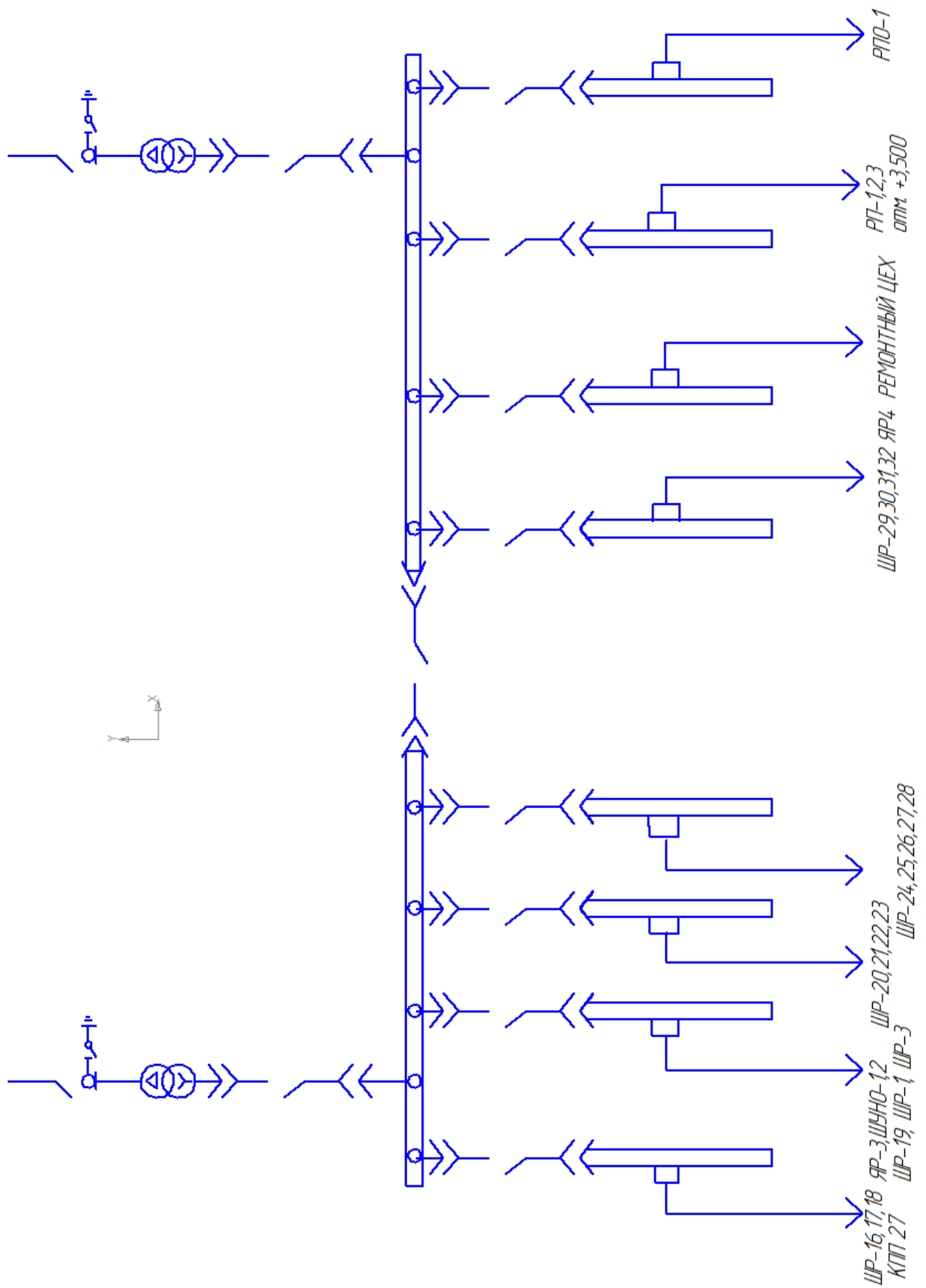


Рисунок 7 - Схема подключения ТП №412

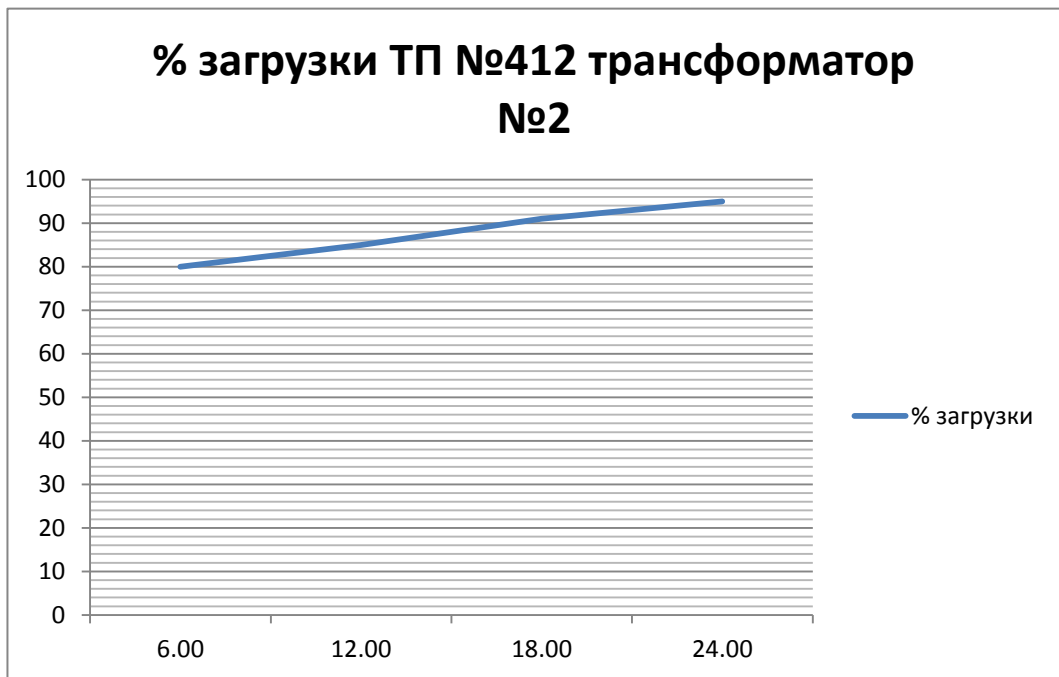
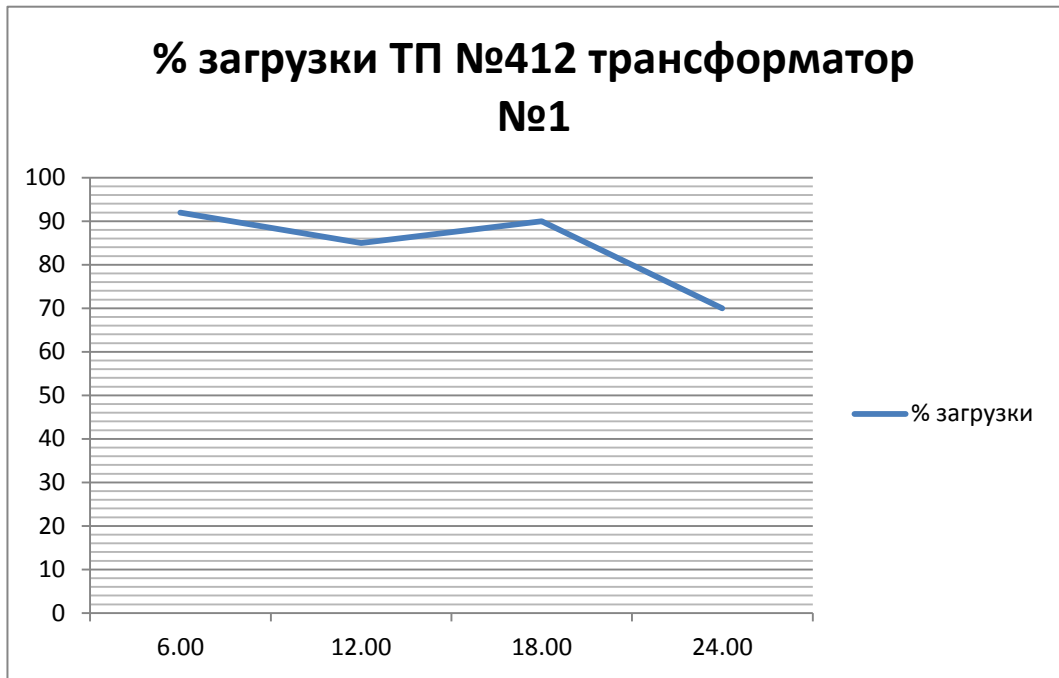


Рисунок 8 - Загрузка трансформаторов №1 и №2 в течение суток

Трансформаторная подстанция №413

Данная подстанции оборудована двумя сухими трансформаторами типа ТСЗ – 2500 – 10/0,4. Трансформаторы 1992 года выпуска. Паспортные данные и схема подключения показаны в таблице 7 и на рисунке 9. График суточной загрузки трансформаторной подстанции показан на рисунке 10.

Таблица 7 - Паспортные характеристики трансформатора ТСЗ-2500-10/0,4

Наименование	Единица изм.	Значение
Номинальная мощность	кВА	2500
Номинальное напряжение ВН	кВ	6 (10)
Номинальное напряжение НН	кВ	0.4
Потери холостого хода	кВт	4,3
Потери короткого замыкания	кВт	18,3
Ток холостого хода	%	1
Напряжение короткого замыкания	%	6
Габаритные размеры	мм	2840x1200x2800
Масса полная	кг	7300

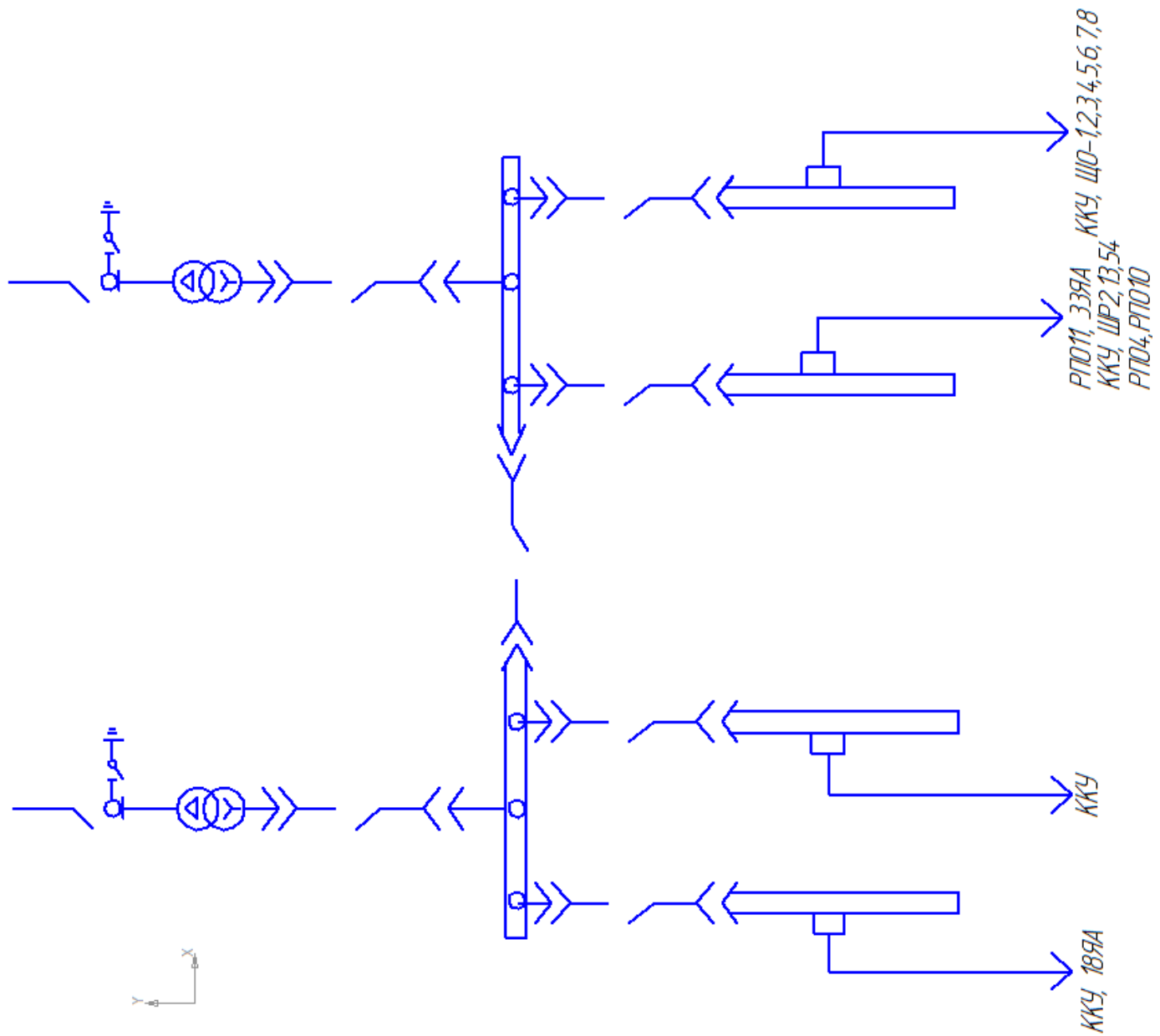


Рисунок 9 - Схема подключений ТП №413

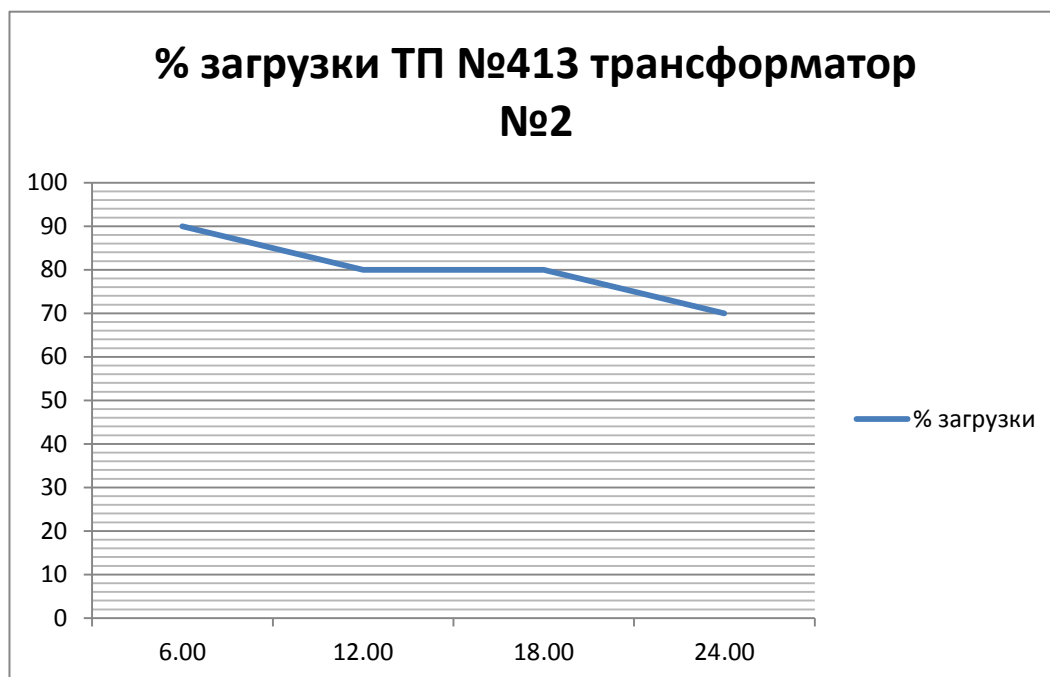
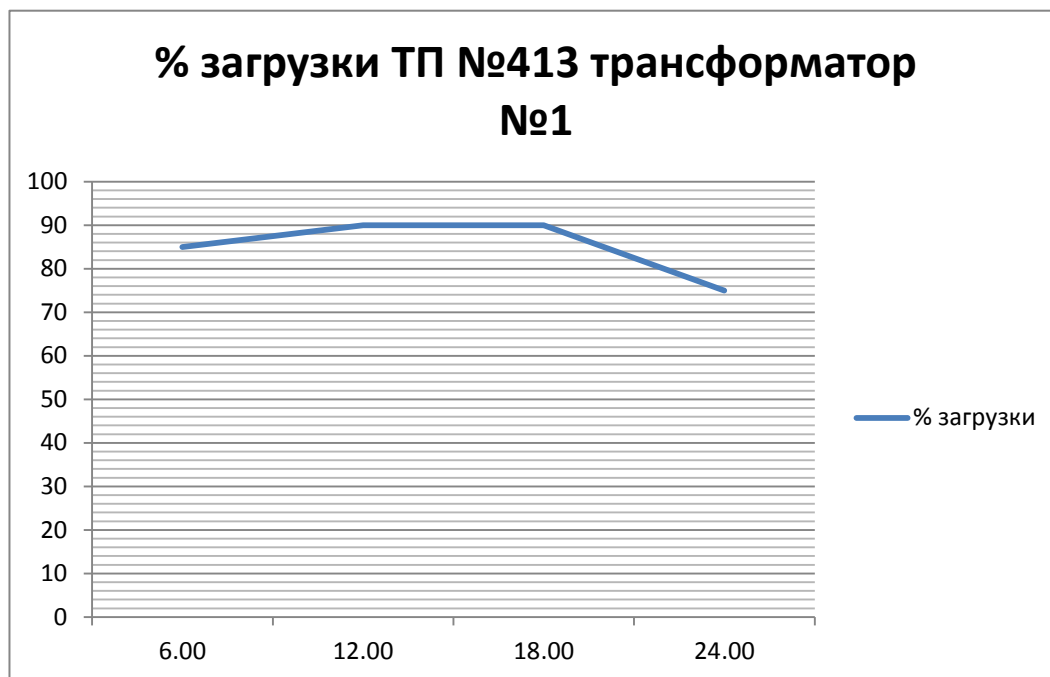


Рисунок 10 - Загрузка трансформаторов №1 и №2 в течение суток

Трансформаторная подстанция № 414

Данная подстанции оборудована двумя совтоловыми трансформаторами типа ТНЗ – 2500 – 10/0,4. Трансформаторы 1989 года выпуска. Паспортные данные и схема подключения показаны в таблице 8 и на рисунке 11. График суточной загрузки трансформаторной подстанции показан на графике 12.

Таблица 8 - Паспортные характеристики трансформатора ТНЗ-2500-10/0,4

Наименование	Единица изм.	Значение
Номинальная мощность	кВА	2500
Номинальное напряжение ВН	кВ	6 (10)
Номинальное напряжение НН	кВ	0.4;0,69
Потери холостого хода	кВт	3,75
Потери короткого замыкания	кВт	24
Ток холостого хода	%	0,8
Напряжение короткого замыкания	%	6
Габаритные размеры	мм	2600x1150x2500
Масса полная	кг	8340

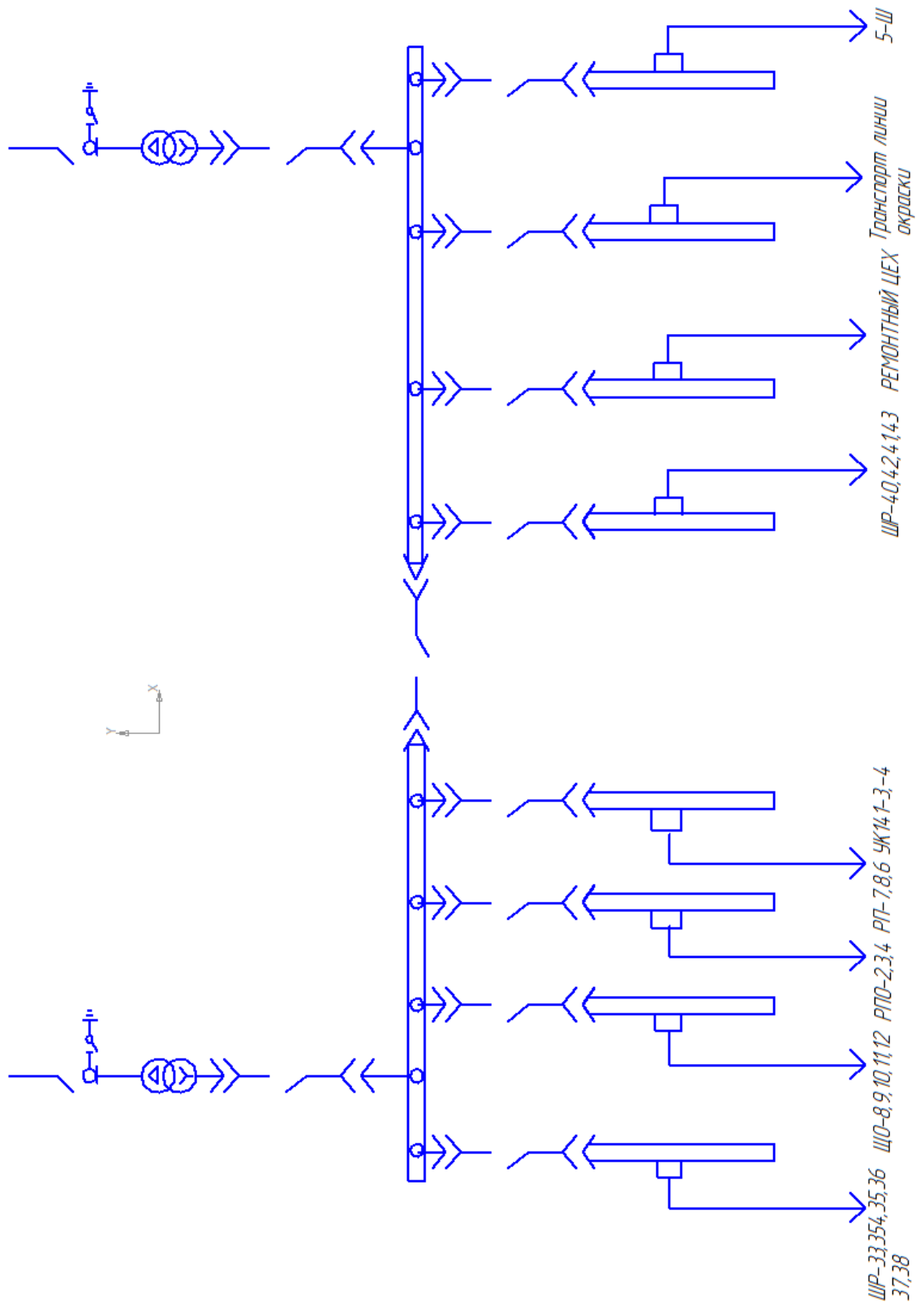


Рисунок 11 - Схема подключения ТП №414

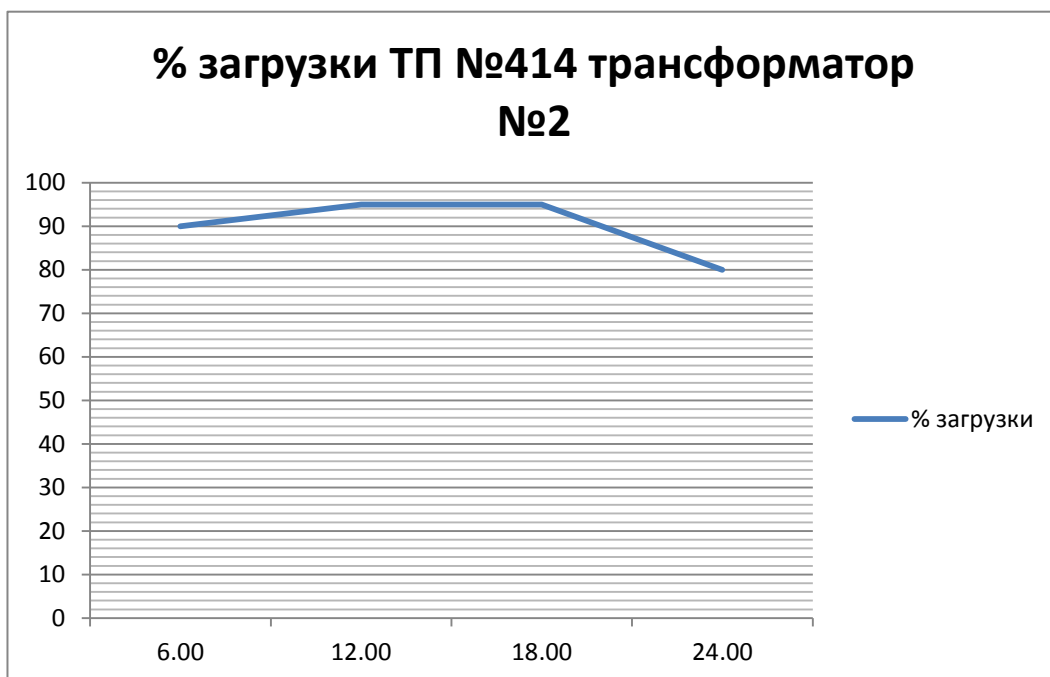
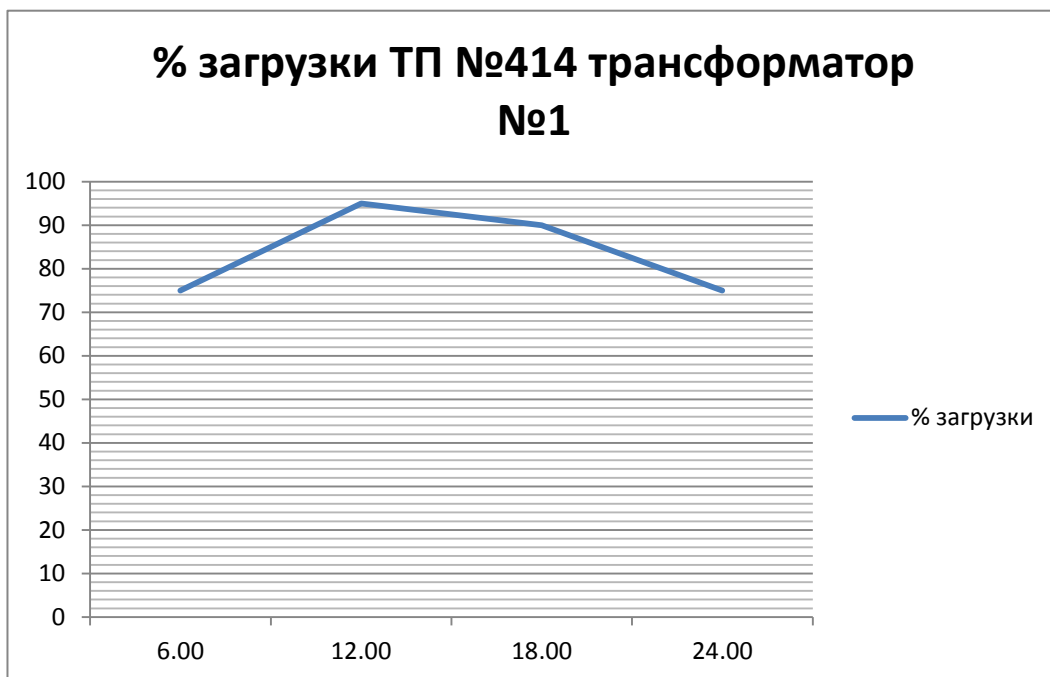


Рисунок 12 - Загрузка трансформаторов №1 и №2 в течение суток

Трансформаторная подстанция № 415

Данная подстанции оборудована двумя совтоловыми трансформаторами типа ТНЗ – 2500 – 10/0,4. Трансформаторы 1989 года выпуска. Паспортные данные и схема подключения показаны в таблице 9 и на рисунке 13. График суточной загрузки трансформаторной подстанции показан на рисунке 14.

Таблица 9 - Паспортные характеристики трансформатора ТСЗ-2500-10/0,4

Наименование	Единица изм.	Значение
Номинальная мощность	кВА	2500
Номинальное напряжение ВН	кВ	6 (10)
Номинальное напряжение НН	кВ	0,4;0,69
Потери холостого хода	кВт	3,75
Потери короткого замыкания	кВт	24
Ток холостого хода	%	0,8
Напряжение короткого замыкания	%	6
Габаритные размеры	мм	2600x1150x2500
Масса полная	кг	8340

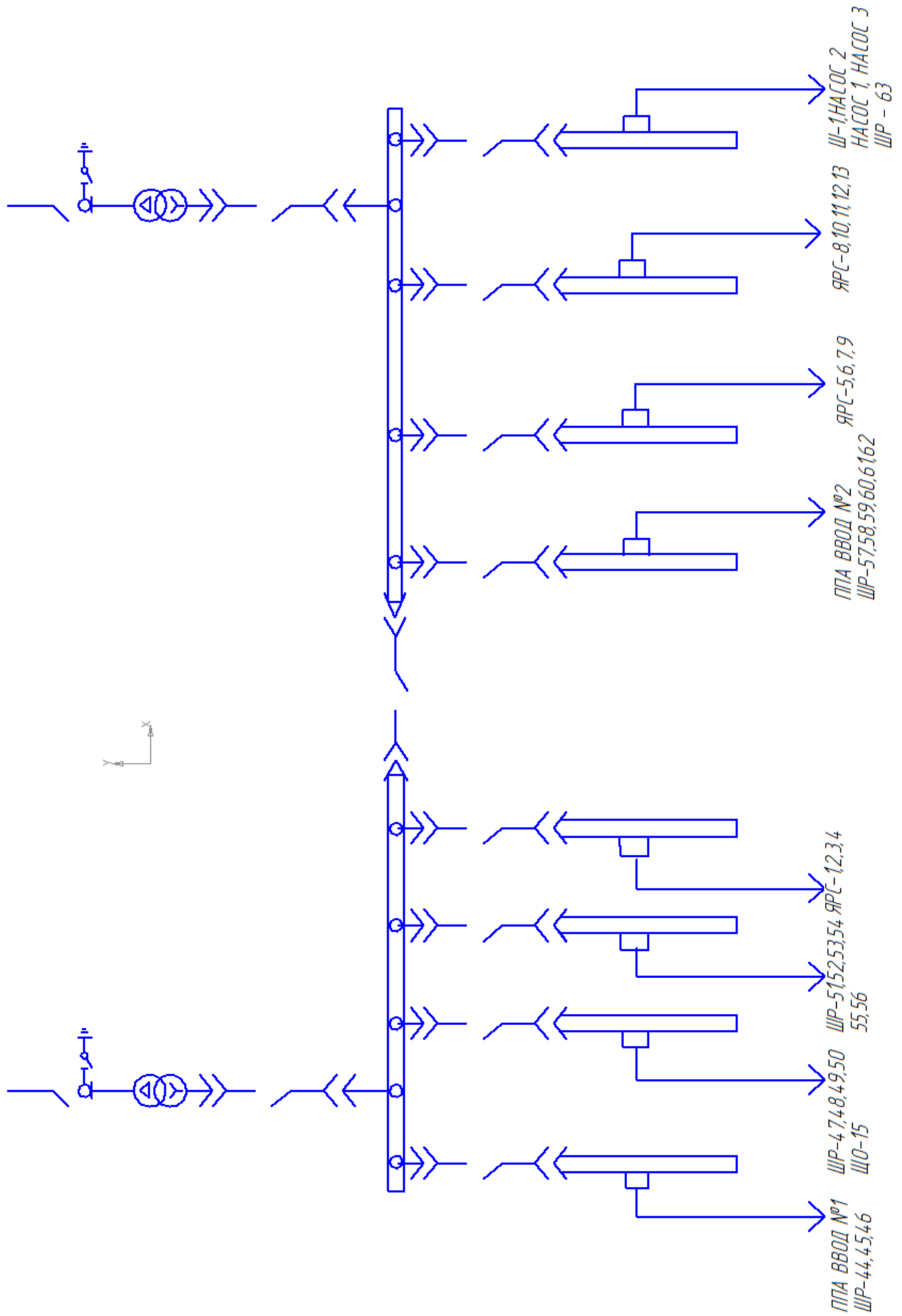


Рисунок 13 - Схема подключения ТП - 415

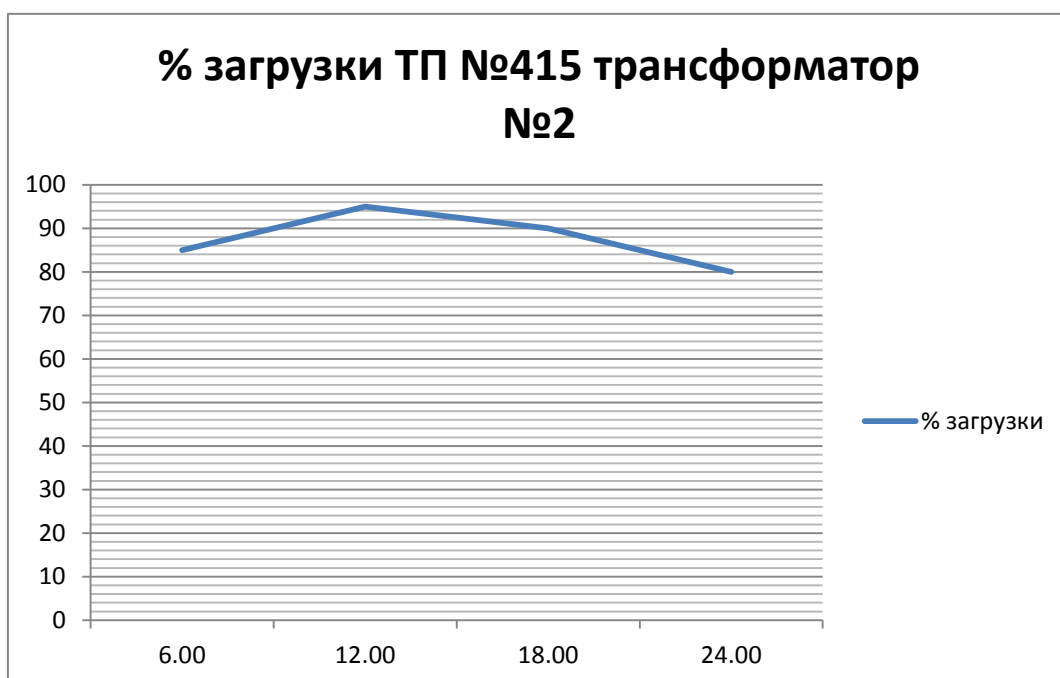
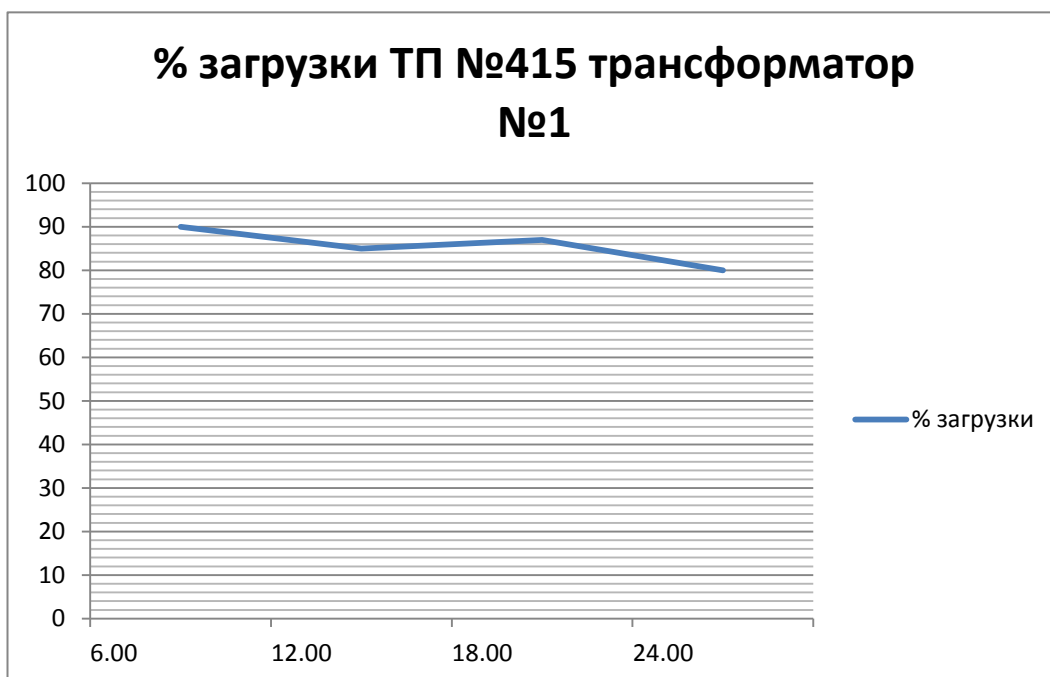


Рисунок 14 - Загрузка трансформаторов №1 и №2 в течении суток

Для сравнительной картины сведем все значения в таблицу 10 и получим среднее значение загрузки трансформаторов по суткам.

Таблица 10 – Загрузка трансформаторов по суткам среднее

ТП	№ Трансформаторов	Марка тр-ра	Загруженность тр-ра в норм. режиме, %	Загруженность тр-ра в авар. режиме, %
411	1	ТМЗ-2500	87	171
	2	ТМЗ-2500	84,5	171
412	1	ТМЗ-2500	84	172
	2	ТМЗ-2500	88	172
413	1	ТСЗ-2500	85	170
	2	ТСЗ-2500	85	170
414	1	ТНЗ-2500	84	174
	2	ТНЗ-2500	90	174
415	1	ТНЗ-2500	85,5	173
	2	ТНЗ-2500	87	173

Таким образом, из таблицы 10 видно, что трансформаторы в нормальном режиме уже работают почти на пределах своих возможностей, а при аварийных режимах загруженность трансформаторов превышает минимум 70%. В таблице 11 представлено предельное время работы при разных аварийных нагрузках.

Таблица 11 – Предельное время работы при разных нагрузках

Масляные		Сухие		Совтоловые	
Перегрузка, %	Время перегрузки, мин	Перегрузка, %	Время перегрузки, мин	Перегрузка, %	Время перегрузки, мин
30	120	-	-	30	130
45	80	20	60	45	90
60	45	30	45	60	50
75	20	40	32	75	25
100	10	50	18	100	15
200	1,5	60	5	200	2

При таких нагрузках время работы масляных и совтоловых трансформаторов равно примерно 20-25 минут, что не позволит устранить неисправность одного из трансформаторов. Данное время можно использовать только для отключения второго трансформатора, чтоб избежать перегрева и выхода из строя. В соответствии с ГОСТ 14209-69 для сухих трансформаторов и трансформаторов, имеющих системы охлаждения М, Д, ДЦ и Ц, можно допускать независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры окружающей среды и места установки кратковременную перегрузку в соответствии с зависимостями, представленными на рисунках.

Трансформатор можно перегружать на 40% в течение пяти суток, когда его нагрузка (для систем охлаждения М, Д, ДЦ и Ц) до аварийной перегрузки не превышала 0,93 его паспортной мощности. Однако при этом продолжительность перегрузки каждые сутки не должна превышать 6 ч. (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с перерывами). В этом случае необходимо применять средства для форсирования охлаждения.

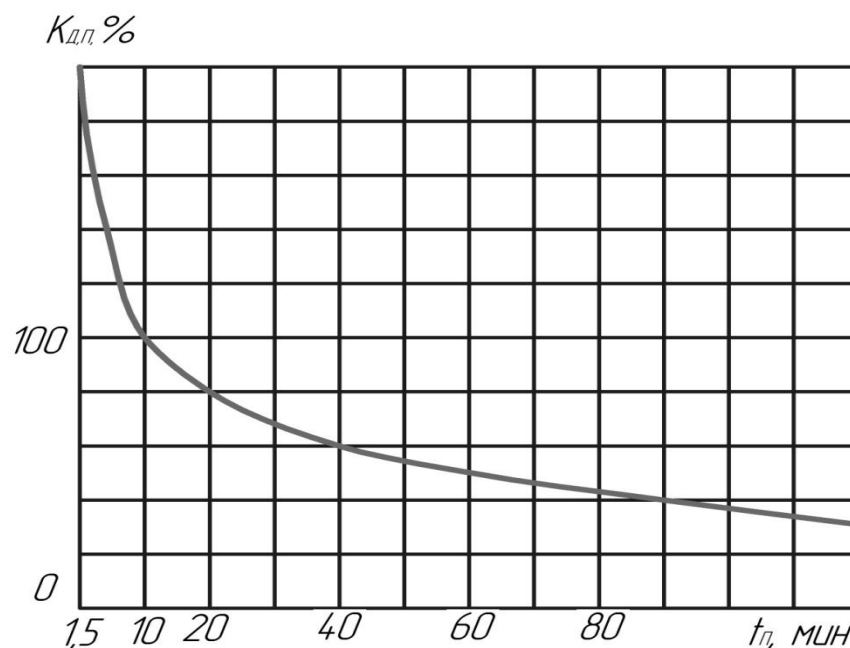


Рисунок 15 – Кривая для определения допустимой аварийной перегрузки трансформаторов $K_{д,п}$ в зависимости от продолжительности этой перегрузки $t_{п}$ (зависимость дана для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ, Ц)

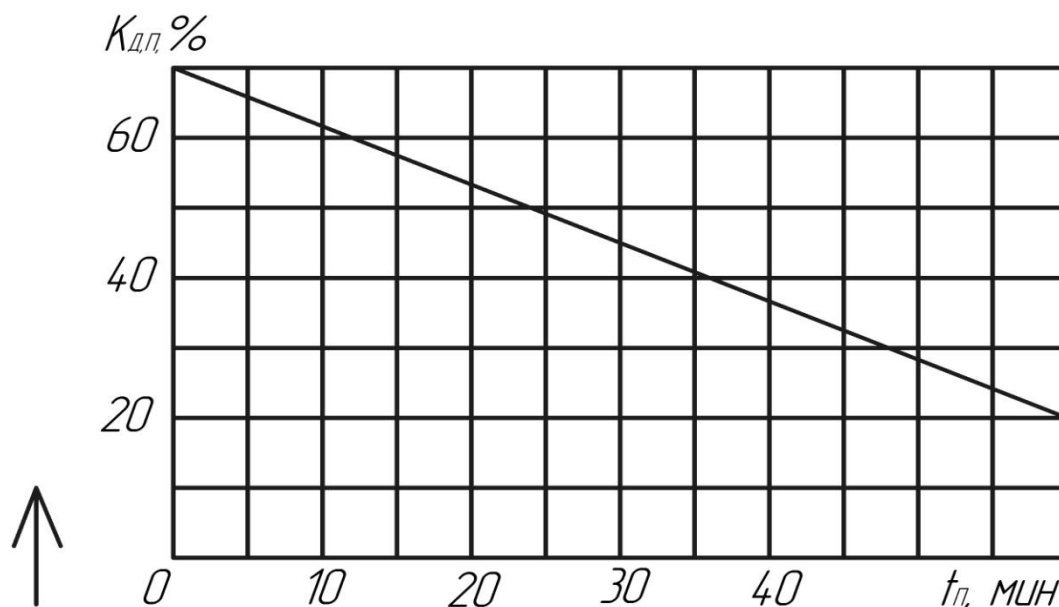


Рисунок 16 – Кривая для определения допустимых аварийных перегрузок $K_{д,п}$ для сухих трансформаторов в зависимости от длительности перегрузок $t_{п}$

Таким образом, исходя из ГОСТа и данных о нагрузках нормального режима, показанный в таблице 10 получается, что нагрузка масляных и совтоловых трансформаторов в нормальном режиме равна в среднем 88%,

загрузка в аварийном режиме превышает 40%. Работа в режимах превышающих значения ГОСТа запрещена[40].

Следовательно, для уменьшения числа отказов оборудования требуется постепенная замена действующих трансформаторов на новые однотипные трансформаторы. Увеличение количества трансформаторных подстанций так же необходимо. В первую очередь это связано с повышенными нагрузками трансформаторов в нормальном режиме, так как в Производстве Пластмассовых Изделий предполагается увеличение мощностей под выпуск новых моделей и увеличение программы, потребуются резервы и на трансформаторных подстанциях[47].

Исходя из фактических данных и места установки трансформаторных подстанций, будет целесообразно произвести замену совтоловых и масляных трансформаторов на сухие, аналогичной мощности. Это позволит сократить номенклатуру запасных частей на складах, и уменьшить время простоя оборудования в аварийном ремонте.

Строительство новых трансформаторных подстанций в количестве трех штук, следует провести в первую очередь. Такие меры обеспечат проведение модернизации электроснабжения Производства Пластмассовых Изделий с соблюдением основной функциональной нагрузки производства.

В цеховых сетях 10/0,4 кВ рекомендуется применение одно трансформаторных подстанций. Они рекомендованы при нагрузках третьей категории, в частности, при двухсменной работе.

В ППИ, от трансформаторных подстанций питаются, в основном, потребители второй категории. Такие потребители должны быть обеспечены резервом, вводимым автоматически или действиями обслуживающего персонала. При питании от одной подстанции, необходимо либо содержать два трансформатора, либо резервный трансформатор для нескольких подстанций, питающий потребителей второй категории, при условии, что замена трансформатора может быть произведена в течение нескольких часов.

В таком случае, для обеспечения надежности питания, целесообразно остановиться на варианте двух трансформаторной подстанции.

Выбранная конструкция будет встроена непосредственно в производственный корпус, на территории цехов окраски, что выдвигает отдельные требования к безопасности в области пожарной и взрывной защищенности. Таким требованиям отвечают характеристики трансформаторов сухого типа.

Новые подстанции будут подключены к РП №29. Схема рисунка 3 наглядно отображает, что данная распределительная подстанция располагает свободными местами для подключения, в количестве 6 штук. Использование этих резервов поможет сократить инвестиции в модернизацию системы электроснабжения ППИ. На рисунке 17 показана предлагаемая схема подключения потребителей к РП №29. Таким образом, нагрузка по трансформаторам будет распределена равномерно.

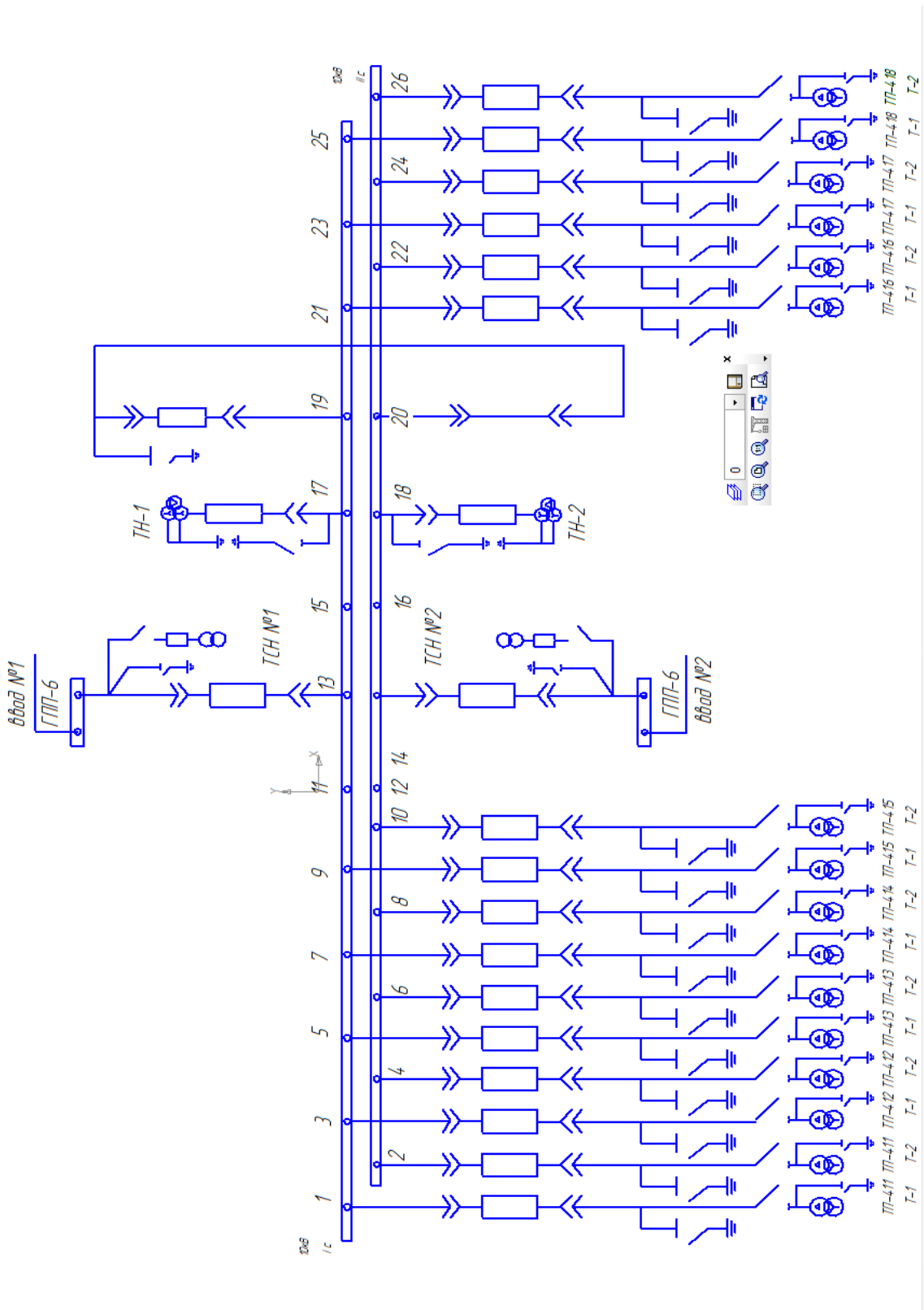


Рисунок 17 - Предлагаемая схема подключения к РП №29

2.3 Кабельные линии

Сечения проводов и жил кабелей выбирают в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

Технические факторы, влияющие на выбор сечений следующие:

1. Нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током;
2. Нагрев от кратковременного выделения тепла рабочим (расчетным) током;
3. Потери (падение) напряжения в жилах кабелей от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах;
4. Механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке (собственная масса, гололед, ветер);
5. Коронирование – фактор, зависящий от применяемого напряжения, сечения и окружающей среды.

В производстве, в основном используются кабельные линии 0,4 кВ, проложенные по корпусу на отметке +12.000 метров, что позволяет избежать механических повреждений и сэкономить производственные площади для установки оборудования под модернизацию. Однако, кабели питающие РП №29 от ГПП №6 от ячеек №83 и №32 проложены в коммуникационном туннеле и расположены в одном лотке рисунок 18, что в случае возгорания полностью обесточит производство.

В связи с чем, возникает необходимость проведения мероприятий для распределения кабельных линий по разным лоткам показано на рисунке 19, с целью обеспечения пожарной безопасности каждого кабеля индивидуально.

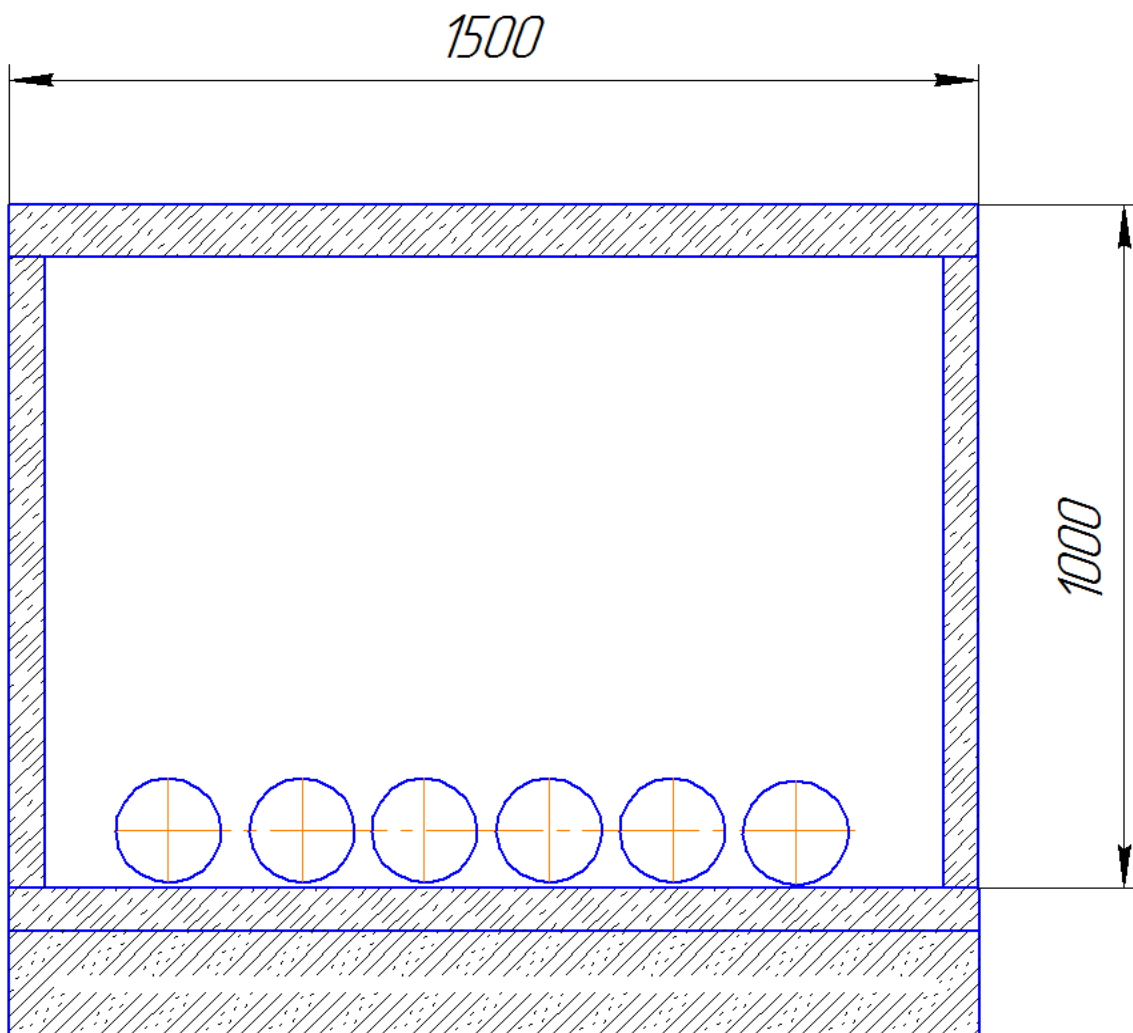


Рисунок 18 - Схема укладки кабеля ААВШ 10кВ

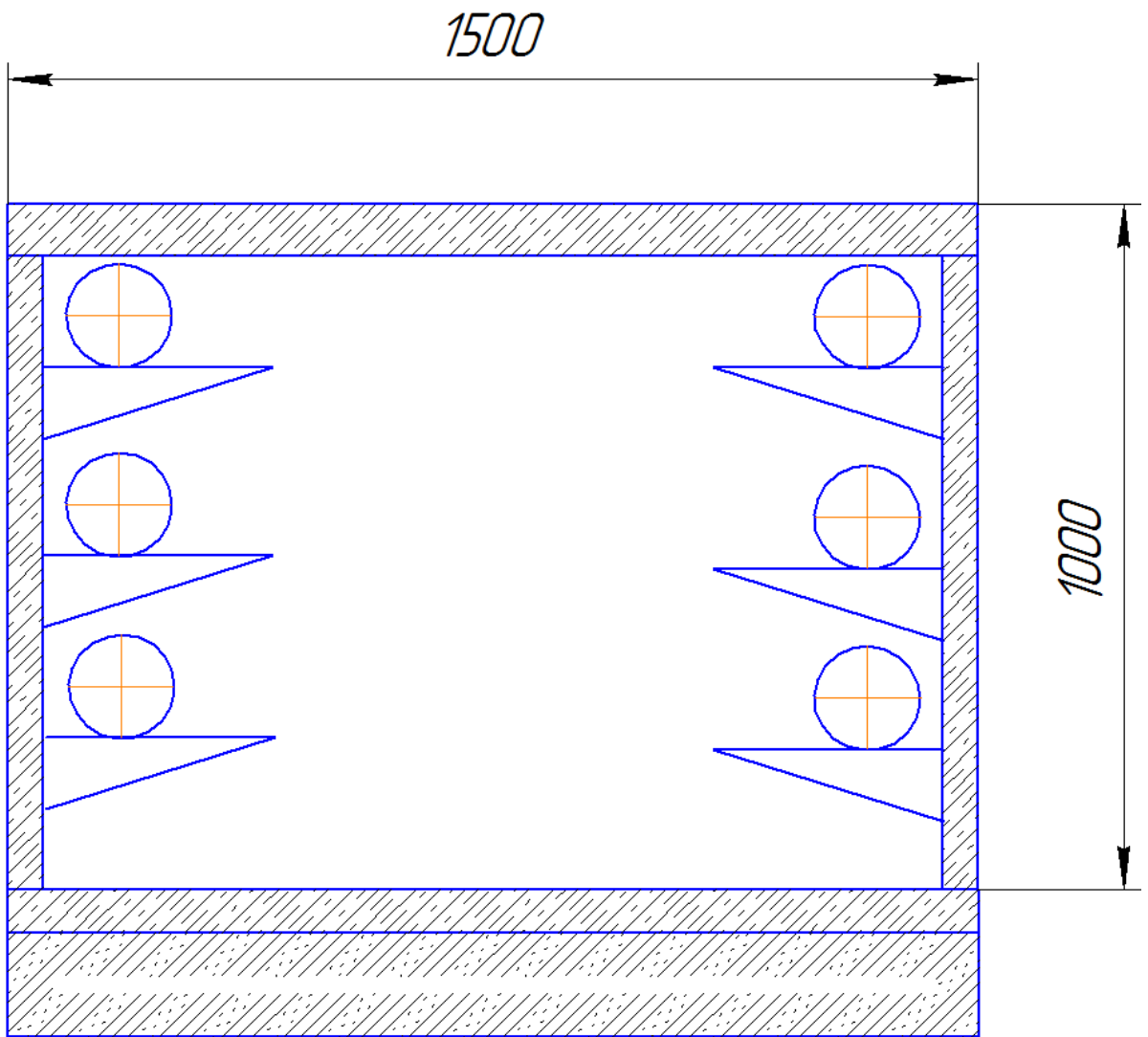


Рисунок 19 - Предлагаемая схема укладки кабеля ААВШ 10кВ

Таким образом, внедрение в коммуникационный туннель полки с огнестойкой защитой, исключает повреждения соседних кабелей во время короткого замыкания, возгорания и пожара. Так как производство запитано от ячеек № 83 и 32, то в случае возгорания одного из кабелей, другие не пострадают.

2.4 Качество электроэнергии

2.4.1 Показатели качества электрической энергии

Важнейшими из задач при модернизации систем электроснабжения являются:

1. Рациональное использование электроэнергии и электрооборудования.
2. Обеспечение технически и экономически обоснованных уровней надежности и качества электроэнергии

Указанные направления анализа режимов систем электроснабжения взаимосвязаны и в целом могут быть объединены общей проблемой – эффективность и качество электроснабжения. Это проблема комплексная и она охватывает:

1. Весь цикл производства, передачи и потребления электроэнергии с учетом всех видов ее преобразований;
2. Анализ режимов работы элементов сетей электрооборудования с учетом режимов работы технологического оборудования, и с позиции воздействия количества и качества электроэнергии на количество и качество выпускаемой продукции.

Непрерывный процесс интенсификации производства на основе внедрения энергоёмких, нелинейных и несимметричных приёмников электроэнергии приводит к неблагоприятному влиянию работы таких потребителей на качество электроэнергии питающих сетей.

Под качеством электроэнергии понимают совокупность её свойств, обуславливающих пригодность электроэнергии для нормальной работы электроприёмников в соответствии с их назначением при расчётной работоспособности.

Для количественной характеристики свойств электроэнергии, применительно к определённым условиям её производства, передачи и потребления по ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии

в системах электроснабжения общего назначения». Основные показатели качества электроэнергии определяют свойства электроэнергии, характеризуют ее качество. Дополнительные показатели, представляют собой форму записи основных показателей качества электроэнергии для нормативных документов.

Установлены основные показатели качества:

1. При питании от электрических сетей однофазного тока: отклонение частоты, отклонение напряжения, размах колебаний частоты, размах колебаний напряжений, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения.
2. При питании от электрических сетей трёхфазного тока: отклонение частоты, отклонение напряжения, размах колебаний частоты, размах колебаний напряжений, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициент обратной последовательности напряжения.
3. При питании от электрических сетей постоянного тока: отклонение напряжения, размах колебаний напряжений, коэффициент пульсации напряжения[13].

При выходе показателей качества за установленные пределы увеличиваются расход и потери электроэнергии в системах электроснабжения, возникают нарушения технологических процессов и снижается выпуск продукции.

Ухудшение показателей качества электроэнергии, как правило, обусловлено взаимным влиянием рабочих режимов отдельных видов электрооборудования друг на друга. Если электроприемники не оказывают влияния друг на друга, то в таких случаях говорят об их электромагнитной совместимости, под которой понимают свойство приёмников не ухудшать своих качественных показателей и не снижать эффективность работы при совместном питании от общей сети.

Показатели качества электроэнергии связаны с различными режимами. Уровни создаваемых помех зависят от характера электрических приемников их

создающих, от параметров питающей системы электроснабжения, а степень влияния помех зависит от состава и характеристик электрических приемников, чувствительных к создаваемым помехам.

Наличие потребителей, влияющих на качество электроэнергии, вносит трудности в решение проектных задач электроснабжения промышленных предприятий. При выборе схемы питания приёмников необходима разработка вариантов, исключающих взаимное не благоприятное воздействие потребителей друг на друга или оказывающих минимальное воздействие. Если схемные решения не дают желаемого эффекта, то должны предусматриваться дополнительные мероприятия и средства повышения качества электроэнергии. Оценку таких мероприятий следует осуществлять комплексно, с учётом проектных решений в области электроснабжения, электрооборудования и технологии, а целесообразность проведения данных мероприятий должна подтверждаться технико-экономическими расчётам.

Огромные масштабы электропотребления и увеличение электроприемников с резкопеременным режимом работы, а также с нелинейными характеристиками, оказывающими отрицательное влияние на качество электроэнергии обуславливают значимость проблемы повышения качества электроэнергии. Согласно ГОСТ 32144-2013 под качеством продукции понимается “Совокупность свойств изделий, обуславливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением”. Для количественной оценки качества электроэнергии необходима такая система единичных и обобщенных показателей, чтобы качество было измеримым, сравнимым и доступным для контроля и управления. Учет особенностей электроэнергии как продукции позволяет сформулировать основные требования установления системы показателей качества электроэнергии и их нормирование[13]:

1. ПКЭ должны характеризовать в количественном отношении основные свойства электроэнергии, причем степень отрицательного воздействия должна соизмеряться с величинами этих показателей;

2. Следует устанавливать предельно допустимые значения ПКЭ с учетом технических и экономических предпосылок, опыта эксплуатации;
3. ПКЭ должны нормироваться как вероятностные величины за определенный интервал времени, достаточный для получения достоверной информации и с гарантированной точностью.

Все ПКЭ и способы их нормирования должны быть универсальными с позиции использования их проектной практики и осуществления контроля и помощью простых и недорогих приборов.

На основе вышеизложенного формируются основные методы и решения проблемы качества электроэнергии:

1. Экономическая – методы расчета и оптимизация электромагнитной и технологической составляющих экономического ущерба от применения электроэнергии пониженного качества, включая штрафные санкции за низкое качество электроэнергии;
2. Математическая – обоснование рациональных методов расчета ПКЭ;
3. Техническая – разработка методов и технических средств исследования и нормирования ПКЭ;
4. Организационная – организация контроля и управления ПКЭ.

Учитывая, что сети переменного тока являются наиболее распространёнными в системе электроснабжения промышленных предприятий, в дальнейшем будем рассматривать показатели качества электроэнергии для таких сетей.

2.4.2 Отклонения и колебания частоты

Величину равную разности между действительным и заданным значениями частоты, выраженную в абсолютных единицах или в процентах номинального значения, называют отклонением частоты:

$$\Delta f = f - f_{ном}, \text{ Гц}$$

В нормальном режиме работы энергосистемы допускаются отклонения в пределах $\pm 0,1$ Гц. Кратковременные отклонения частоты могут достигать от $\pm 0,2$ до $\pm 0,4$ Гц. В обоих случаях рассматриваются усредненные значения за десятиминутный интервал времени [13].

Изменение частоты даже в небольших пределах влияют на работу электрических сетей и приёмников электрической энергии. Понижение частоты тока приводит к увеличению потерь мощности в электрических сетях и потерь напряжения. При дефиците реактивной мощности понижение напряжения в системе может перерасти в лавинообразный процесс и привести к нарушению статической устойчивости.

Среди потребителей электроэнергии наиболее чувствительны к понижению частоты приёмники электроэнергии собственных нужд электростанции. Снижение частоты приводит к уменьшению производительности механизмов собственного расхода тепловых электростанций, что сопровождается снижением мощности агрегатов и дальнейшим увеличением дефицита активной мощности и снижением частоты.

Ряд потребителей, таких как лампы накаливания, печи сопротивления, на изменения частоты не реагируют.

Регулирование частоты осуществляется одновременно по всей энергетической системе путём ввода дополнительных генерирующих мощностей или отключением части менее ответственных потребителей с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Колебания частоты – это серия единичных изменений частоты, происходящие со скоростью 0,2 Гц в секунду. Характеристикой колебаний

частоты является размах колебаний, представляющий собой разность между наибольшими и наименьшими значениями основной частоты за определённый промежуток времени.

Размах не должен превышать 0,2 Гц.

Основной причиной возникновения колебаний частоты являются мощные приёмники электроэнергии с резкопеременной нагрузкой (тиристорные преобразователи главных приводов прокатных станов).

Одним из путей снижения размахов колебаний частоты является увеличение мощности КЗ в точке присоединения приёмников с резкопеременной и спокойными нагрузками. Если это не даёт желаемого результата, то используют отдельное питание резкопеременных нагрузок от отдельных трансформаторов или отдельных ветвей расщеплённых обмоток трансформаторов.

2.4.3. Отклонения и колебания напряжения

Под отклонением напряжения понимают разность между фактическими и номинальными значениями напряжения. Это выражение описывается формулой:

$$\delta U_y = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% , \text{ кВ}$$

В электрических сетях переменного тока под фактическим напряжением понимают напряжение прямой последовательности основной частоты. В условиях нормальной работы приёмников электроэнергии отклонения напряжения от номинального значения допускаются в следующих пределах:

1. от -5 до $+10\%$ на зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления;
2. от $-2,5$ до $+5\%$ на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное напряжение, а так же в

На зажимах остальных приёмников электроэнергии, допускаются отклонения напряжения в пределах $\pm 5\%$ от номинального.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5% .

Основными причинами отклонений напряжений в системах электроснабжения предприятий являются изменение режимов работы электроприёмников, изменения режимов питающей энергосистемы, значительные индуктивные сопротивления линий $6-10$ кВ. В распределительных и питающих сетях уровни напряжения в различных точках влияют на потери активной мощности и энергии, обусловленные переходами тока реактивных мощностей.

Из всех показателей качества электроэнергии, отклонение напряжения вызывают наибольший ущерб.

Для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах используют различные методы, которые распределяются на две группы: не требующие затрат на установку специальных регулирующих устройств и связанные с установкой таких устройств.

Первая группа мероприятий включает в себя:

1. Рациональное построение системы электроснабжения путём применения повышенного напряжения для линий, питающих предприятие; широкое внедрение глубоких вводов; применение силовых трансформаторов с оптимальными коэффициентами загрузки; обоснованное применение токовых проводов для распределительных сетей;
2. Правильный выбор ответвлений обмоток у трансформаторов, имеющих устройство переключения обмоток без возбуждения (ПБВ);
3. Использование перемычек на напряжение до 1 кВ между цеховыми трансформаторами, обеспечивающими отключение части трансформаторов в режиме минимума нагрузок;
4. Снижение сопротивления системы внутризаводского электроснабжения включением на параллельную работу трансформаторов ГПП;
5. Регулирование напряжения генераторов собственных источников питания предприятия в соответствии с изменением напряжения на шинах вторичного напряжения цеховых подстанций;
6. Использование регулировочных возможностей синхронных электродвигателей с автоматическим регулированием тока возбуждения[13].

Ко второй группе мероприятий относятся:

1. Установка на ГПП или ПГВ трансформаторов и автотрансформаторов, имеющих устройство регулирования напряжений под нагрузкой (РПН) с диапазоном регулирования 10-20%. Такие трансформаторы

располагаются в центре электрических нагрузок и ими осуществляются централизованное регулирование напряжения;

2. Применение компенсирующих устройств – батареи конденсаторов и синхронных компенсаторов, обеспечивающих регулирование напряжения путём изменения потоков реактивной мощности;
3. Применение специальных регуляторов напряжения в тех случаях, когда на подстанции установлены нерегулируемые трансформаторы, а замена их не целесообразна экономически или по техническим причинам.

Колебания напряжения характеризуются размахом изменений напряжений – это разность между следующими друг за другом экстремали огибающих действующего и амплитудного значений напряжений:

$$\delta U_t = \frac{U_i - U_{i+1}}{U_{ном}} \cdot 100\% , \text{ кВ}$$

Колебания напряжения обусловлены резкими толчками потребляемой мощности при работе приёмников электроэнергии с ударной нагрузкой (сварочные машины, дуговые печи, электродвигатели прокатных станков). Колебания напряжения влияют как на сами источники колебаний, так и на другие приёмники электроэнергии. Наиболее чувствительны к изменениям напряжения осветительные установки.

Ограничить колебания напряжения можно рациональным построением схем электроснабжения, применением специальных технических устройств и агрегатов минимальным влиянием на систему электроснабжения.

Наиболее простым методом снижения колебаний напряжения является раздельное питание резкопеременной и прочей нагрузки.

Если эти методы не дают желаемого эффекта, то рекомендуется применять специальные технические устройства. Эффективным является применение специальных синхронных компенсаторов (ССК),

быстродействующих статических компенсирующих устройств (СКУ), и статических источников реактивной мощности (ИРМ).

2.4.4 Несимметрия напряжения

Под несимметрией напряжений (токов) понимают неравенство фазных и (или) линейных напряжений (токов) по амплитуде и угла сдвига между ними.

В системах электроснабжения различают кратковременные (аварийные) и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы.

Кратковременные несимметричные режимы обычно связаны с аварийными процессами. Длительная несимметрия обусловлена применением промышленности, на транспорте и в быту несимметричных потребителей энергии нет, т.е. таких потребителей, симметричное многофазное исполнение которых невозможно или нецелесообразно по технико-экономическим показателям (индукционные печи, электросварочные агрегаты, осветительные установки и др.).

Несимметрия нагрузок может иметь место и при работе трёхфазных нагрузок, таких как дуговые печи, что обусловлено неустойчивостью горения дуги в каждой фазе и изменением сопротивления дуг в процессе горения.

Несимметрию напряжений и токов, обусловленную несимметрией элементов сети называют продольной. Несимметрию, вызванную подключением к сети многофазных и однофазных несимметричных нагрузок, называют поперечной.

В трёхфазной трёхпроводной системе несимметрия напряжений и токов обусловлена наличием симметричных составляющих обратной последовательности. В трёхфазной четырёх проводной системе дополнительно присутствуют составляющие нулевой последовательности.

Несимметрия по току значительно превышает несимметрию по напряжению. Отрицательное воздействие несимметрии токов проявляется в возникновении местных перегревов ротора синхронного генератора, в вибрации отдельных его узлов. В линиях электропередачи и трансформаторов несимметрия токов снижает пропускную способность за счёт неравномерной загрузки фаз.

Несимметрия токов обуславливает несимметрию напряжения, которая, в свою очередь, приводит к дополнительным отклонениям фазных и линейных напряжений. Это отрицательно сказывается на работе асинхронных двигателей, полупроводниковых выпрямителей, делает менее эффективным использование регулирующих и компенсирующих устройств, установленных в системе электроснабжения.

Нормируемым показателем несимметрии является коэффициент обратной последовательности напряжения, равный отношению напряжения обратной последовательности к номинальному линейному напряжению:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

Допустимое значение коэффициента составляет 2%, максимальное -4%.

В трёхфазных четырёхпроводных сетях наличие составляющих обратной последовательности напряжения обуславливает смещение нейтрали, которое характеризуется коэффициентом нулевой последовательности:

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

Коэффициент нулевой последовательности не нормирован, это обусловлено тем, что напряжение нулевой последовательности не оказывает влияния на трёхфазных потребителей, но вместе с тем вызывает различие фазных напряжений. Наиболее простыми и эффективными методами симметрирования являются: равномерное распределение однофазных нагрузок по фазам, подключение несимметричных нагрузок на участках сети с большей мощностью КЗ или увеличение мощности КЗ, выделением несимметричных нагрузок большей мощности на отдельные трансформаторы.

Когда указанные мероприятия не обеспечивают желаемого эффекта, используют дополнительные средства. В сетях о 1 кВ несимметрия может быть снижена путём замены силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток звезда - звезда с нулём на трансформаторы с соединением обмоток

треугольник - звезда с нулём или звезда - зигзаг с нулём. При соединении первичной обмотки трансформатора в треугольник токи нулевой последовательности, кратные трём, замыкаясь в первичной обмотке, уравнивают систему, и сопротивление нулевой последовательности резко уменьшается. В результате этого снижается несимметрия во вторичной обмотке.

В случае соединения обмоток по схеме звезда-зигзаг токи нулевой последовательности, кратные трём, протекают по каждой половине вторичных обмоток, расположенных на разных стержнях, в противоположных направлениях. Поэтому суммарный магнитный поток, создаваемый этими токами, равен нулю. Токи же нулевой последовательности высших гармоник создают лишь потоки рассеяния. В этом заключается преимущество данной схемы соединения обмоток.

В сетях 10 кВ с изолированной нейтральной симметрией заключается в устранении токов обратной последовательности. Для этого могут быть использованы имеющиеся в сети конденсаторные батареи поперечно-емкостной компенсации, включенные в несимметричный или неполный треугольник. Распределение суммарной мощности конденсаторных батарей между фазами сети необходимо выполнять таким образом, чтобы создаваемый ток обратной последовательности был близок по значению току обратной последовательности нагрузки. Если с помощью данных средств не достигается желаемый эффект симметрирования токов и напряжение, то применяют симметрией устройства (СУ) различного типа.

Для устранения длительной несимметрии, обусловленной подключением неизменных однофазных нагрузок, используют нерегулируемые устройства.

Наиболее распространённой схемой симметрирования однофазной нагрузки является схема Штейнметца, в которой к фазам без нагрузки присоединяют реактор и конденсаторную батарею (при чисто активной нагрузке), при нагрузке имеющей реактивную составляющую в схему параллельно ей подключается конденсаторная батарея.

2.4.5. Несинусоидальность кривой напряжения

Несинусоидальные режимы характеризуются появлением в сети гармоник напряжения, отличных от основных. Эти режимы не считаются нормальными, но их нельзя считать аварийными, т. к. существование таких режимов допустимо технически и экономически. Поэтому такие режимы называют особыми.

Допускаются нормирование коэффициента несинусоидальности от 5% до 10% в зависимости от напряжения сети.

Несинусоидальность напряжения и тока обуславливает дополнительные потери и нагрев, а также ускоренное старение изоляции электрооборудования и, кроме того, отрицательно сказывается на функционировании различных видов электрооборудования. Электромагнитная составляющая ущерба, обусловленного дополнительными потерями, как правило, невелика. Специфическое воздействие на различные виды электрооборудования, системы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи проявляется дифференцированно и зависит от амплитудного спектра напряжения (тока), параметров электрических сетей и других факторов. Таким образом, в общем случае отсутствует зависимость между энергией гармонической помехи и степенью воздействия ее на электрическую сеть. Это обстоятельство, по-видимому, обусловило широкое применение показателя, характеризующего искажение кривой напряжения сети, называемого коэффициентом несинусоидальности напряжения и определяемого отношением действующего значения напряжения ВГ к номинальному или (чаще) первой гармонике напряжения. По этой же причине в различных странах существуют часто значительно отличающиеся друг от друга стандарты (нормы, указания, положения и т.п.), в которых, однако, просматривается тенденция в той или иной мере ограничить несинусоидальность в узлах подключения источников гармоник и проникновение их в сети других напряжений. При этом количественные характеристики допустимых значений гармоник или

мощностей источников определяются главным образом на основании экспертных оценок, с учетом особенностей электрических сетей, линейных и нелинейных нагрузок, преобладающих в данной стране. Строгое обоснование этих характеристик не представляется возможным в силу значительного влияния фактора неопределенности: амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) сопротивлений узлов нагрузок и электрической системы, изменяющихся значений нелинейных нагрузок и др. Поэтому при разработке соответствующих нормативных документов полезно рассматривать стандарты других стран, но механический перенос их положений нецелесообразен.

В введённом ГОСТ 32144-2013 определены требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. В качестве основных характеристик несинусоидальных режимов приняты:

1. Коэффициент несинусоидальности кривой напряжения, %:

$$k_{нс} = 100 \sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2} / U_{ном}$$

где $U_{(n)}$ - действующее значение n -й гармонической составляющей напряжения, В, кВ; n - ее порядок (номер); N - порядок последней из учитываемых гармоник.

Допускается не учитывать составляющие порядка $n > 40$ или (и) $U_{(n)}/U_{ном} < 0,3\%$. Допускается также вместо $U_{ном}$ использовать значение U_1 ;

3. Коэффициент гармонической составляющей напряжений, %

$$k_{U_{(n)}} = 100 U_{(n)} / U_{ном} \text{ или } k_{U_{(n)}} = 100 U_{(n)} / U_1.$$

В течение 95% времени каждых суток значения $k_{нсU}$ не должны выходить за пределы нормальных. На зажимах источников гармоник допускаются значения показателей в больших пределах, если это не приводит к нарушению норм стандарта у других приемников электроэнергии.

Указывается, что если в сети напряжением до 110 кВ значение $k_{нсU}$

оказывается меньше допустимого, несинусоидальность в сети 110 кВ может быть лимитирована значением 2%. Ограничивается также допустимый ток 3-19-й гармоник, поступающий в электрические сети различных напряжений.

Предусмотрено также ограничение допустимой мощности вентильных преобразователей: так, для сети 6-10 кВ мощность 6-фазного управляемого преобразователя ограничивается значением 600 кВ·А и 12-фазного 1500 кВ·А независимо от мощности короткого замыкания на шинах. Предусмотрены также ограничения для полупроводниковых преобразователей тиристорных регуляторов.

Максимальные кратковременные (пиковые) значения не должны превышать двойных допустимых значений.

Граничные (предельные) допустимые значения составляют 3% в сетях 110 кВ и 7% - в сетях среднего и низшего напряжений.

Согласно рекомендациям, в сетях, в которых коэффициент несинусоидальности больше граничных допустимых значений, необходимо в кратчайшее время применять меры для ее ограничения.

Согласно нормам Международной электротехнической комиссии (МЭК) в распределительных сетях низкого напряжения электромагнитная совместимость (ЭМС) может быть сохранена при коэффициенте несинусоидальности порядка 7-8%. В заключение отметим, что в большинстве стандартов содержатся инженерные рекомендации по оценке допустимых мощностей нелинейных нагрузок, подключаемых к узлам электрических сетей, и "долевого вклада" отдельных источников гармоник в общее значение $k_{нсU}$.

При установлении допустимых значений гармоник в той или иной мере должно учитываться наличие других электромагнитных помех (несимметрии, колебаний, отклонений напряжения).

3. Техничко-экономическое обоснование

Как уже обозначалось ранее, замена и обновление нынешнего оборудования в ППИ обусловлена рядом серьезных причин. Приведение всего парка трансформаторов к единому образцу путем обновления и дополнительной установки ТП сухого типа обоснованно выше и целесообразно с нескольких сторон.

Таким образом, необходимо провести технико-экономическое обоснования для того, чтобы определить общее количество капиталовложений и сроке окупаемости данной модернизации.

Прохождение реактивной мощности сопровождается увеличением тока, что в свою очередь вызывает дополнительные материальные затраты на увеличение сечений проводов и кабелей, мощностей трансформаторов, возникают дополнительные потери электроэнергии, а главное снижается качество электроэнергии за счет увеличения напряжения из-за реактивной составляющей, которая пропорциональна реактивной нагрузке и индуктивному сопротивлению. Из всего вышесказанного следует, что компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения ППИ имеет большое значение.

Под компенсацией реактивной мощности понимают вид установок местных источников реактивной мощности, с помощью которых повышается пропускная способность сетей и трансформаторов, уменьшаются потери электроэнергии, в результате чего снижаются общие затраты.

Для компенсации реактивной мощности предусматривается установка компенсирующих устройств[24].

КТП должны располагаться в мертвой зоне работы подъемно-транспортных механизмов и цехового транспорта. Для безопасности рекомендуется устанавливать КТП вдоль стен у колонн в шахматном порядке. КТП должны располагаться в отдельных помещениях.

Выбор мощности трансформаторов КТП производится на основании технико-экономического расчета, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, стоимости электроэнергии и других факторов. Оптимальная мощность соответствует минимальным приведенным затратам.

При выборе мощности трансформаторов так же учитывается возможность кратковременных перегрузок, если они не превышают 40% номинальной мощности трансформатора, на время прохождения максимума нагрузки.

Для определения мощности трансформаторов определим удельную плотность нагрузок:

$$\sigma = \frac{S_p}{S} = \frac{12323,4}{34560} = 0,36 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2},$$

где S_p - мощность ЭП, подключенных к ТП;

S – площадь корпуса.

При плотности нагрузки до $0,2 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$ напряжением 380В целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 кВА включительно;

при плотности $0,2 - 0,3 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$ - мощностью 1600 кВА;

при плотности более $0,3 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$ целесообразно применять трансформаторы 1600 или 2500 кВА.

Из этих условий выбираем для сравнения два варианта:

Вариант 1.

Принимаем к установке трансформаторы на 1600 кВА – ТСЗ - 1600/10.

Паспортные данные трансформатора :

$$S_n = 1600 \text{кВА}$$

$$U_{к.з.} \% = 5,5\%$$

$$\Delta P_{х.х.} = 3,3 \text{ кВт}$$

$$I_{х.х.} \% = 1,2\%$$

$$\Delta P_{к.з.} = 16,5 \text{ кВт} \quad k_{з.} = 0,7$$

$$\Delta P_{т.} = 11,4 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{m.} = 62,3 \text{ квар.}$$

С учетом потерь имеем:

$$P_p = 11583,3 \text{ кВт} \quad Q_p = 5287,8 \text{ квар} \quad S_p = 12733,2 \text{ кВА}$$

Определяем значения входных реактивных мощностей $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$, которые будут переданы из сети энергосистемы в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок в сеть корпуса.

$$Q'_{э1} = Q_p - 0,7 \times Q_{сд} = 5287,8 - 0,7 \times 0 = 5287,8 \text{ квар}$$

$$Q''_{э2} = \alpha \times P_p = 0,28 \times 11583,3 = 3243,324 \text{ квар}$$

где α - расчетный коэффициент, для предприятия находящегося на Средней Волге $\alpha = 0,28$

$$\text{Принимаем } Q_{э1} = Q''_{э2} = 3243,324 \text{ квар}$$

Значение $Q_{э2}$ может быть установлено любым в диапазоне, верхняя и нижняя границы которого определяются:

$$Q_{э2.в.} = Q_{\min} + Q_{к} = 2802,53 + 0 = 2802,53 \text{ квар}$$

$$Q_{э2.н} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{э1}) = 2802,53 - (5287,8 - 3243,324) = 758,054 \text{ квар}$$

где $Q_{к}$ - мощность, генерируемая КУ ПП в часы минимальной активной нагрузки энергосистемы.

Исходя из повышенного напряжения принимаем:

$$Q_{э2} = Q_{э2.в.} = 2802,5 \text{ квар}$$

Определяем необходимую суммарную мощность КУ по формуле:

$$Q_{KV.\max} = 1,1 \times Q_p - Q_{э1} = 1,1 \times 5287,8 - 3243,324 = 2573,3 \text{ квар}$$

Мощность нерегулируемых КУ:

$$Q_{KV.\min} = Q_{\min} - Q_{э2} = 2802,53 - 2802,53 = 0$$

Следовательно все КУ должны быть регулируемые.

Определяем минимально возможное число трансформаторов:

$$N_m = \frac{P_{p.\Sigma}}{k_3 \times S_n} = \frac{20446,5}{0,7 \times 1600} = 18,25$$

Принимаем $N_t = 20$, т.к. КТП – двух трансформаторные.

Определяем реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1000 В и не должна компенсироваться:

$$Q_{э.н} = Q_{э1} - Q_6 = 324,3 - 747,6 = 249,6 \text{ квар}$$

Находим РМ, которая может быть передана из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N_m \times k_3 \times S_{ном.м.})^2 - P_{p.\Sigma}^2} = \sqrt{(20 \times 0,7 \times 1600)^2 - 11446,5^2} = 19254,2$$

Мощность КУ устанавливаемых на стороне 0,4 кВ:

$$Q_{КУ.н} = Q_{p.\Sigma} - Q_1 = 4540,2 - 19254,2 = -14714 \text{ квар} < 0$$

Значит, КУ на стороне 0,4 кВ не устанавливаются.

Полагая, что реактивная мощность равномерно распределена между трансформаторами, принимаем к установке четыре регулируемых КУ типа УК – 6/10 – 675, мощностью 675 квар каждая и общей установленной мощностью 2700 квар.

Рассчитаем приведенные затраты на установку батарей конденсаторов:

$$Z_{КУ.В} = E \times k_y \times \left(\frac{\dot{U}_{БК}}{U}\right)^2 \times Q_{БК.В} + C_0 \times P_{БК.} \times Q_{БК.В} + E_p \times k_p \times n$$

где k_y – удельная стоимость БК, равная 485,9 руб./квар;

k_p – стоимость регулирующего устройства, 80 т. руб.

C_0 – удельная стоимость потерь активной мощности, 2430,2 руб/кВт;

E – суммарные ежегодные отчисления, 0,223;

E_p – величина отчислений, 0,27;

$\dot{U}_{БК.}$ – отношение номинального напряжения сети в пункте присоединения БК, равное 1;

\dot{U} – относительная величина напряжения сети в пункте присоединения БК, равная 1;

$P_{\text{БК}}$ - удельные потери в конденсаторах, 4,5 кВт/Мвар;

$Q_{\text{БК}}$ - мощность БК, устанавливаемых в сети, 2700 квар.

$$Z_{\text{KV.B}} = 0,223 \times 485,9 \times \left(\frac{1}{1}\right)^2 \times 2700 + 2430,2 \times 4,5 \times 2700 + 0,27 \times 80000 \times 4 = 29905,89$$

тыс.руб.

Приведенные затраты на установку КТП:

$$Z_{\text{КТП}} = E \times K_{\text{КТП}} + C \times \Delta P_{\text{т}}$$

где E – суммарный коэффициент отчисления от капиталовложения в КТП

$E=0,223$;

$K_{\text{КТП}}$ - стоимость КТП. Стоимость КТП с двумя трансформаторами на 1600 кВА: 1 312 000 тыс.руб. (цены взяты на 01.01. 2016 г.)

$C \times \Delta P_{\text{т}}$ - стоимость потерь мощности в трансформаторах КТП:

$$C \times \Delta P_{\text{т}} = C_0 \times \Delta P_{\text{х.х.}} + C \times K_3^2 \times \Delta P_{\text{кз.}}$$

Здесь C_0 - удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора;

C – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь.

Определяются они на основании действующих тарифов по выражениям:

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta \times 10^{-2}\right) \times T_{\text{р}};$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta \times 10^{-2}\right) \times \tau ,$$

где α - основная ставка двойной ставки тарифа, руб./кВт., $\alpha=2997$ руб./кВт.

β - дополнительная плата за 1 кВт ч, $\beta=1,858$ руб./кВтч;

$T_{\text{р}}$ - время работы трансформатора в году, 8760 часов;

$T_{\text{м}}$ - время использования максимальной нагрузки предприятия в год, 4500 часов;

τ - время максимальных потерь, определяемое:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000}\right)^2 \times 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

$$\tau = (0,124 + \frac{4500}{10000})^2 \times 8760 = 2886,2 \text{ ч.}$$

$$C_0 = (\frac{2997}{4500} + 1,858) \times 8760 = 22110,24 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}};$$

$$C = (\frac{2997}{4500} + 1,858) \times 2886,2 = 7284,8 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Стоимость потерь мощности в трансформаторе:

$$C \times \Delta P_m = 12 \times (22110,24 \times 3,3 + 7284,8 \times 0,7^2 \times 16,5 = 1582336,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Определяем приведенные затраты на установку десяти КТП :

$$Z_{\text{КТП}} = 0,223 \times 10 \times 1312000 + 1582336,8 = 29257600 \text{ руб.}$$

Суммарные приведенные затраты по варианту 1:

$$Z_1 = Z_{\text{КУ}} + Z_{\text{КТП}} = 29905,89 + 29257600 = 29287505,89 \text{ руб.}$$

Вариант 2.

Принимаем к установке трансформаторы на 2500 кВА – ТСЗЛ -2500/10.

Паспортные данные трансформатора:

$$S_n = 2500 \text{ кВА} \quad U_{\text{к.}\%} = 5,5\%$$

$$\Delta P_{\text{х.х.}} = 4,6 \text{ кВт} \quad I_{\text{х.}\%} = 1\%$$

$$\Delta P_{\text{к.з.}} = 24 \text{ кВт} \quad k_{\text{з.}} = 0,7$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_m = 16,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 92,4 \text{ квар.}$$

С учетом потерь имеем:

$$P_p = 11577,7 \text{ кВт} \quad Q_p = 5279,4 \text{ квар} \quad S_p = 12724,6 \text{ кВА}$$

Определяем значения входных реактивных мощностей $Q_{\text{с}1}$ и $Q_{\text{с}2}$, которые будут переданы из сети энергосистемы в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок в сеть проектируемого корпуса.

$$Q'_{\text{с}1} = Q_p - 0,7 \times Q_{\text{с}0} = 5279,4 - 0,7 \times 0 = 5279,4 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{с}2} = \alpha \times P_p = 0,28 \times 11577,7 = 3241,756 \text{ квар}$$

Принимаем $Q_{\varepsilon 1} = Q_{\varepsilon 2}'' = 3241,756$ квар

Значение $Q_{\varepsilon 2}$ может быть установлено любым в диапазоне, верхняя и нижняя границы которого определяются:

$$Q_{\varepsilon 2.в.} = Q_{\min} + Q_k = 2798,082 + 0 = 2798,082 \text{ квар}$$

$$Q_{\varepsilon 2.н.} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\varepsilon 1}) = 2798,082 - (5279,4 - 3241,756) = 760,438 \text{ квар}$$

где Q_{\min} - мощность, генерируемая КУ ПП в часы минимальной нагрузки энергосистемы, $Q_{\min} = 0,53 \times Q_{расч.}$;

Q_k - мощность, генерируемая КУ ПП в часы минимальной активной нагрузки энергосистемы.

Исходя из повышенного напряжения принимаем:

$$Q_{\varepsilon 2} = Q_{\varepsilon 2.в.} = 2798,0822 \text{ квар}$$

Определяем необходимую суммарную мощность КУ:

$$Q_{КУ.макс} = 1,1 \times Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 1,1 \times 5279,4 - 3241,756 = 2565,584 \text{ квар}$$

Мощность нерегулируемых КУ:

$$Q_{КУ.мин} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2} = 2798,082 - 2798,082 = 0$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемыми.

Определяем минимально возможное число трансформаторов:

$$N_m = \frac{P_{p.\Sigma}}{k_3 \times S_n} = \frac{20446,5}{0,7 \times 2500} = 11,68$$

Принимаем $N_T = 12$, т.к. КТП – двух трансформаторная, но чтобы снизить загрузку трансформаторов и подготовить производство к дальнейшей модернизации принимаем $N_T = 16$.

Определяем реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1000 В и не должна компенсироваться:

$$Q_{\varepsilon.н.} = Q_{\varepsilon 1} - Q_{\varepsilon} = 3241,756 - (5279,4 - 4540,2) = 2502,6 \text{ квар.}$$

Находим РМ, которая может быть передана из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N_m \times k_3 \times S_{ном.т.})^2 - P_{p.\Sigma}^2} = \sqrt{(16 \times 0,7 \times 2500)^2 - 11446,52^2} = 25553 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне 0,4 кВ:

$$Q_{КУ.н} = Q_{p.\Sigma} - Q_1 = 4540,2 - 25553 = -21012,8 \text{ квар,}$$

значит, КУ на стороне 0,4 кВ не устанавливаются.

Полагая, что реактивная мощность равномерно распределена между трансформаторами принимаем к установке четыре регулируемых КУ типа УК-6/10-675, мощностью 675 квар каждая и общей установленной мощностью 2700 квар.

Рассчитаем приведенные затраты на установку батарей конденсаторов:

$$Z_{КУ.В} = E \times k_y \times \left(\frac{U_{БК}}{U}\right)^2 \times Q_{БК.В} + C_0 \times P_{БК.} \times Q_{БК.В} + E_p \times k_p \times n$$

$$Z_{КУ.В} = 29905,89 \text{ т.руб.}$$

Приведенные затраты на установку КТП:

$$Z_{КТП} = E \times K_{КТП} + C \times \Delta P_{\tau}$$

$$K_{КТП} = 8 \times 1800000 = 14400000 \text{ руб.}$$

$C \times \Delta P_{\tau}$ - стоимость потерь мощности в трансформаторах КТП:

$$C \times \Delta P_{\tau} = C_0 \times \Delta P_{x.x.} + C \times K_3^2 \times \Delta P_{кз.}$$

$$C \times \Delta P_m = 16 \times (22110,24 \times 4,6 + 7284,8 \times 0,7^2 \times 24) = 1499010,816 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Определяем приведенные затраты на установку восьми КТП :

$$Z_{КТП} = 0,223 \times 8 \times 14400000 + 1499010,816 = 27188610,816 \text{ руб.}$$

Суммарные приведенные затраты по варианту 2:

$$Z_2 = Z_{КУ} + Z_{КТП} = 29820,015 + 27188610,816 = 27218430,831 \text{ руб.}$$

Оптимальная мощность соответствует минимальным приведенным затратам.

Вариант 2 имеет меньшие приведенные затраты, поэтому к установке принимаются 8 двух трансформаторных КТП с трансформаторами типа ТСЗ-2500/10/0,4 кВА (трансформатор трехфазный сухой защищенный с литой изоляцией).

Таким образом, для модернизации системы электроснабжения производства пластмассовых изделий потребуются капиталовложения в размере 27 218 430,831 рублей. Из расчетов по потерям видно, что производство в месяц теряло порядка 440 640 рублей из-за перебоев с подачей электроэнергии. В год финансовые потери составляли

$$440\,640 \times 12 = 5\,287\,680 \text{ рублей.}$$

Данная модернизация систем электроснабжения производства пластмассовых изделий окупится:

$$27\,218\,430,831 \div 5\,287\,680 = 5,14 \text{ лет}$$

Заключение

В данной диссертационной работе были проанализированы и исследованы основные проблемы в работе производственного оборудования.

Систематические выходы из строя, продолжают приводить к значительным финансовым потерям. Оказалось, что «слабым звеном» во всей цепи является система электроснабжения производства. Постоянные перебои в электроснабжении становятся причиной отключения оборудования, что влечет за собой ряд дополнительных проблем, как в рамках производства, так и в масштабах всего предприятия.

При исследовании данной проблемы выяснилось, что на линиях электропередач происходят регулярные отклонения от нормального напряжения. Помимо этого, происходят постоянные перебои в подаче электроэнергии, из-за аварий на трансформаторных подстанциях.

В ходе проведения анализа этой темы было установлено, что основные проблемы начинаются с установленных на производстве трансформаторов, которые на сегодняшний день уже отработали свой нормативный срок службы. Проведение качественного и оперативного ремонта при аварийных отключениях возможным не представляется, в связи с применением в производстве трансформаторов разных типов.

В этих целях на производстве содержится склад, с запасными частями на общую сумму в 13 789 000 рублей. Это слишком нерациональные издержки.

В настоящее время, парку коммутационного оборудования на трансформаторных подстанциях требуется полная замена.

По этой причине, сделан вывод о замене трансформаторов на аналогичные, но единого образца, а именно ТСЗ 2500-10/0,4 кВ.

Одним из этапов модернизации системы электроснабжения производства может стать установка трех новых трансформаторных подстанций №№416, 417, 418, что позволит равномерно распределить загрузку всех коммутационных аппаратов.

Расчетами так же подтверждено, что срок окупаемости данного проекта составит 5 лет 1 месяц. С экономической точки зрения, результатом станет сокращение номенклатуры запасных частей на 10 000 000 рублей, с последующим сведением к минимуму или ликвидации потерь, вследствие простоев главного конвейера.

В данной диссертации были достигнуты основные поставленные цели:

1. Проведен анализ технического состояния, работоспособности и безотказности электрических сетей производства;
2. Определено направление и способы модернизации;
3. Обозначены основные технико-экономические показатели.
4. Достигнуты цели по приближению к показателю «бесперебойная работа производственного оборудования».

Список использованных источников

1. Астреина, Л. А. Техничко-экономическое обоснование дипломных проектов [Текст] : учеб. пособие для втузов / Л. А. Астреина, В. В. Балдесов, В. К. Беклешов ; под ред. В. К. Беклешова. – М. : Высшая школа, 2001. 176 с. : ил. – 37000 экз. – ISBN 5-06-001862-8.
2. Баркан, Я. Д. Эксплуатация электрических систем [Текст] : учеб. пособие. – М. : Высшая школа, 2014. – 304 с. : ил. – 17000 экз. – ISBN 5-06-000448-1.
3. Брянцев, Н. К. Проектирование электроснабжения [Текст]. – М. : Энергоатомиздат, 2009. 352 с. – (Электроустановки пром. предприятий). – 47000 экз. – ISBN 5-283-01032-5.
4. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования [Текст]. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 464 с. : ил. – (Электроустановки промышленных предприятий). – 40000 экз. – ISBN 5-283-01118-6.
5. Белоруссов, Н. И. Электрические кабели, провода и шнуры [Текст] : справочник / Н. И. Белоруссов, А. Е. Саакян, А. И. Яковлева. – Изд. 5-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 536 с. : ил. – 10000 экз. – ISBN 5-283-00571-2.
6. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ [Текст]. – М. : Эксмо, 2012. – 752 с. – (Российское законодательство. Техническая литература). – ISBN 978-5-699-47496-7.
7. Боровиков, В. А. Электрические сети энергетических систем [Текст] : учебник для техникумов. – Изд. 3-е, перераб. – Л. : Энергия, 2013. – 215 с. : ил. – 10000 экз.
8. Вешиков, В. А. Электроснабжение. Электрические сети [Текст] : учеб. для электроэнергетических спец. вузов / В. А. Вешиков, А. А. Глазунов, Л. А.

- Жуков. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 2002. – 511 с. : ил. – 30000 экз. – ISBN 5-06-001031-7.
9. Воротницкий, В. Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] : учеб.-метод. пособие / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина. – Изд. 3-е, стереотип. – М. : ИПКгосслужбы, 2003. – 64 с. – 500 экз. – ISBN 5-8081-0071-2.
 10. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст] / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. 715 с. – (Высшее образование). – 5000 экз. – ISBN 978-5-222-13221-0.
 11. Герасимов, В. Г. Электротехнический справочник. Общие вопросы. Электротехнические материалы [Текст] / В. Г. Герасимов, Л. А. Жуков. – Изд. 6-е, испр. и доп. М. : Энергия, 2008. 520 с. : ил. – 80000 экз.
 12. Герасимов, В. Г. Электротехнический справочник. Производство, передача и распределение электрической энергии [Текст]. – Изд. 9-е, стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с. – 1000 экз. – ISBN 5-7046-0987-2.
 13. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [Текст]. – Введ. 01.07.2014 г. – М. : Стандартинформ, 2014. – 20 с.
 14. ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание [Текст]. – Введ. 1.07.2004 г. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 166 с.
 15. Грейсух, М. В. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] / М. В. Грейсух, С. С. Лазарев. – М. : Энергия, 2007. – 312 с. : ил.
 16. Гук, Ю. Б. Проектирование электрической части станции и подстанции [Текст] : учеб. пособие для вузов / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 2001. – 312 с. : ил. – 23000 экз.

17. Ермилов, А. А. Как выполняются заводские подстанции [Текст]. – Изд. 5-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 123 с. : ил. – (Библиотека электромонтера). – 38000 экз.
18. Ермилов, А. А. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] / А. А. Ермилов. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : Энергия, 2002. – 128 с. : ил. – (Библиотека электромонтера). – 40000 экз.
19. Ермилов, А. А. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] / А. А. Ермилов, Б. А. Соколов. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 144 с. : ил. – (Библиотека электромонтера). – 50000 экз.
20. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии [Текст] : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с. : ил. – 2000 экз. – ISBN 978-5-93196-958-9.
21. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов [Текст] / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с. : ил. – 2000 экз. – ISBN 5-93196-264-6.
22. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети [Текст] : учебник для вузов. – М. : Энергоатомиздат, 1999. – 592 с. : ил. – 30000 экз. – ISBN 5-283-01012-0.
23. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с. : ил. – 3000 экз. – ISBN 978-5-93196-923-7.
24. Киреева, Э. А. Рациональное использование электроэнергии в системах промышленного электроснабжения [Текст]. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2000. – 76 с. : ил. – (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»). – 920 экз. – ISSN 0013-7278.
25. Киреева, Э. А. Современные комплектные трансформаторные подстанции и распределительные устройства напряжением 10/0,4 кВ [Текст] :

- справочные материалы. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2007. – 56 с. : ил. – (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»). – 1000 экз. – ISSN 0013-7278.
26. Киреева, Э. А. Справочные материалы по электрооборудованию (цеховые электрические сети, электрические сети жилых и общественных зданий) [Текст]. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2004. – 128 с. : ил. – (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»). – 1000 экз. – ISSN 0013-7278.
27. Киреева, Э. А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий [Текст] / Э. А. Киреева, В. В. Орлов, Л. Е. Старкова. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2003. – 120 с. : ил. – (Библиотека электротехника, приложение к журналу «Энергетик»). – 1200 экз. ISSN 0013-7278.
28. Коновалова, Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учеб. пособие для техникумов / Л. Л. Коновалова, Л. Д. Рожкова. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 528 с. : ил. – 55000 экз. – ISBN 5-283-01083-X.
29. Конюхова, Е. А. Определение потерь мощности по потерям напряжения в электрических сетях промпредприятия [Текст]. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 72 с. : ил. – (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»). – 1200 экз. – ISSN 0013-7278.
30. Крупович, В. И. Справочник по проектированию электроснабжения [Текст] / В. И. Крупович, Ю. Г. Барыбин, М. Л. Самовер. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : Энергия, 2007. – 456 с. : ил. – (Электроустановки промышленных предприятий). – 40000 экз.
31. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] : учебник для студентов высших учебных заведений. Изд. 2-е. – М. : Интернет Инжиниринг, 2006. – 672 с. : ил. – ISBN 5-89594-128-1.
32. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст]. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 2005. – 376 с. : ил. – 110000 экз.

33. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети [Текст] : учеб. пособие. – М. : Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с. – 5000 экз. – ISBN 978-5-98704-055-8.
34. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ т. 2 [Текст] / Е. Ф. Макаров, И. Т. Горюнова, А. А. Любимов. – М. : Папирус Про, 2003. – 640 с. : ил. – 10000 экз. – ISBN 5-901054-18-0.
35. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ т. 3 [Текст] / Е. Ф. Макаров, И. Т. Горюнов, А. А. Любимов. – М. : Папирус Про, 2004. – 688 с. – 10000 экз. – ISBN 5-901054-25-3.
36. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ т.1 [Текст] / Е. Ф. Макаров, И. Т. Горюнов. – М. : Папирус Про, 1999. – 608 с. : ил. – 30000 экз. – ISBN 5-901054-01-6.
37. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст] : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. Изд. 4-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2000. – 608 с. : ил. – 64000 экз. – ISBN 5-283-01086-4.
38. Овчаренко, А. С. Справочник по электроснабжению. Промышленного предприятия: проектирование и расчет [Текст] / А. С. Овчаренко, М. Л. Рабинович, В. И. Мозырский, Д. И. Розинский. – К. :Техника, 2000. – 279 с. : ил. – 22000 экз.
39. Околович, М. Н. Проектирование электрических станций [Текст] : учебник для вузов. – М. : Энергоиздат, 2010. – 400 с. : ил. – 18000 экз.
40. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : учебное пособие. – М. : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование). – 5000 экз. – ISBN 5-8199-0254-8 (ФОРУМ), ISBN 5-16-002581-2 (ИНФРА-М).
41. Рей, Д. Экономия энергии в промышленности [Текст] : справочное пособие для инженерно-технических работников : [пер. с англ.]. –М. :

- Энергоатомиздат, 2003. – 208 с. : ил. – (Экономия топлива и электроэнергии). – 12000 экз.
42. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] : учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. 6 Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с. – 5100 экз. – ISBN 5-7695-1329-2.
43. Трунковский, Л. Е. Электрические сети промышленных предприятий [Текст] / Л. Е. Трунковский. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1999. – 128 с. : ил. – (Библиотека электромонтера). – 32000 экз. – ISBN 5-283-01157-7.
44. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст] : учебник для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1999. – 472 с. : ил. – 48000 экз.
45. Федоров, А. А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию [Текст] : в 2 т. / А. А. Федоров. – М. : Энергоатомиздат, 2000. – 568 с. : ил. – 50000 экз.
46. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] : учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 368 с. : ил. – 50000 экз.
47. Тупиков, К. Н. Реконструкция электрических сетей производства / К. Н. Тупиков, И.С. Торопыгин // е-журнале «Теория и практика современной науки» №5 (11)2016 ISSN 2412-9682.
48. Тупиков, К. Н. Анализ состояния электрических сетей российской федерации./ К. Н. Тупиков, И.С. Торопыгин // е-журнале «Теория и практика современной науки» №5 (11)2016 ISSN 2412-9682.
49. Тупиков, К. Н. Снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4-10 кВ/ К. Н. Тупиков, И.С. Торопыгин // е-журнале «Теория и практика современной науки» №5 (11)2016 ISSN 2412-9682.

50. Главные схемы электрических соединений подстанций [Электронный ресурс] // <http://forca.ru/> : энергетика: оборудование, документация. URL: <http://forca.com.ua/info/spravka/glavnye-shemy-elektricheskikh-soedinenii-podstancii.html>.
51. Графики электрических нагрузок [Электронный ресурс] // <http://kursach37.com/index.html>. URL: http://kursach37.com/uch_ekonomika_predpr_3.1.html (дата обращения).
52. Кабель ААШВ силовой алюминиевый в ПВХ пластике [Электронный ресурс] // <http://elektrokable.ru/> : Elektrocabel URL: <http://elektrokable.ru/products/84/>.
53. Потери электроэнергии в сетях. Расчет и выбор трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] // <http://enercomserv.ru/> ООО НПЦ «ЭНЕРКОМ-СЕРВИС» . URL: <http://enercomserv.ru/> http://enercomserv.ru/?issue_id=6&id=87.
54. Принципы построения электрических сетей напряжением 10—0.4 кВ [Электронный ресурс] // <http://forca.ru/> : энергетика: оборудование, документация. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivy/ekspluataciya-elektrostanovok-v-selskom-hozyaystve-7.html>.
55. Характерные схемы электроснабжения потребителей электроэнергии [Электронный ресурс] // electricalschool.info/ : школа для электриков. URL: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/947-kharakternye-skhemy-jelektrosnabzhenija.html>.