Disynergy
Страница материала ↗
EXQT
Готовые ответы — на EXQT
Доступ к ответам приобретается отдельно.
Найти ответы ↗

Образовательная автономная некоммерческая организация высшего образования
«МОСКОВСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

Факультет энергетики
Направление подготовки: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Декан факультета энергетики
_____ С.А. Захаров
Подпись
«____» _____ 202__ г.

ГРАФИК (ПЛАН)

Учебная (профилирующая) практика

обучающегося группы ___*XXX-XXX*___ _____*Петров Петр Петрович*_____
Шифр и № группы — Фамилия, имя, отчество обучающегося

Содержание практики

Этапы практики	Вид работ	Период выполнения
организационно - ознакомительный	Проводится разъяснение этапов и сроков прохождения практики, инструктаж по технике безопасности в период прохождения практики, ознакомление: • с целями и задачами предстоящей практики, • с требованиями, которые предъявляются к студентам со стороны руководителя практики; • с заданием на практику и указаниями по его выполнению; • со сроками представления в деканат отчетной документации и проведения зачета.	*XX.XX.XXXX - XX.XX.XXXX*
прохождение практики	• выполнение индивидуального задания, согласно вводному инструктажу; • сбор, обработка и систематизация собранного материала; • анализ полученной информации; • подготовка проекта отчета о практике; • устранение замечаний руководителя практики.	*XX.XX.XXXX - XX.XX.XXXX*
отчетный	• оформление отчета о прохождении практики; • защита отчета по практике на оценку.	*XX.XX.XXXX - XX.XX.XXXX*

Руководитель практики от Института _____
должность, ученая степень, ученое звание

_____ _____
Подпись — И.О. Фамилия

«___» _____ 202__г.

Ознакомлен _____ _____*Петров Петр Петрович*_____
Подпись — И.О. Фамилия обучающегося

«XX» XX. 202X г.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Образовательная автономная некоммерческая организация высшего образования

«МОСКОВСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

Факультет энергетики

Направление подготовки: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Декан факультета энергетики
_____ С.А. Захаров
Подпись
«____» _____ 202__ г.

ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ НА УЧЕБНУЮ ПРАКТИКУ

Профилирующая практика

обучающегося группы __*ХХХ-ХХХ*___ _____*Петров Петр Петрович*_____
шифр и № группы фамилия, имя, отчество обучающегося

Место прохождения практики:
Образовательная автономная некоммерческая организация высшего образования «Московский технологический институт»
(полное наименование организации)

Срок прохождения практики: с «ХХ» ХХ. 202Х г. по «ХХ» ХХ. 202Х г.

Содержание индивидуального задания на практику, соотнесенное с планируемыми результатами обучения при прохождении практики:

Содержание индивидуального задания
Изучить общее описание предприятия – название, местоположение, собственник, статус, направления деятельности предприятия, численность сотрудников, структурной схемы управления его подразделениями, службами и отделами. Изучить структуры энергетической службы предприятия. Изучить назначение, внешний вид, принцип работы электроэнергетического и электротехнического оборудования (силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры, измерительных и защитных аппаратов и пр.). Изучить ГОСТы на конструкционные материалы, используемые в электроэнергетике. Изучить свойства конструкционных материалов, применяемых в электроэнергетике и электротехнике.
Изучить электрическую схему открытого (закрытого) распределительного устройства (ОРУ, ЗРУ), количество подходящих линий (ЛЭП), электрическую схему соединения ЛЭП с силовыми трансформаторами ОРУ. Изучить систему электроснабжения предприятия. Изучить методы защиты ЛЭП и подстанций от атмосферных перенапряжений, применяемых для создания ЛЭП материалов, способах выполнения линейных изоляторов на ЛЭП различного напряжения. Ознакомление со средствами измерения электрических и неэлектрических величин.
Изучит методы расчета элементов принципиальной электрической схемы, параметров и режимов работы электротехнических объектов.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

Содержание индивидуального задания
Изучить характеристики электроприемников предприятия по надежности электроснабжения. Изучить потери электрической энергии в системе электроснабжения предприятия. Ознакомление с методами измерения электрических и неэлектрических величин.
Изучить и анализировать структуру системы электроснабжения предприятия. Изучить систему компенсации реактивной мощности. Изучит методы расчета элементов принципиальной электрической схемы, параметров и режимов работы электротехнических объектов. Ознакомиться с методами испытаний кабельных линий и оборудования (методами определения повреждения на кабельных и воздушных ЛЭП, с методикой измерения и нормами сопротивления заземляющих устройств).

Руководитель практики от Института
Заведующий кафедрой

должность, ученая степень, ученое звание

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

«___»_____ 202__г.

Задание принято к исполнению _____ _____*Петров Петр Петрович*_____
подпись И.О. Фамилия обучающегося

«XX» XX. 202X г.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

ОТЧЕТ
о прохождении практики

обучающимся группы *XXX-XXX*
(код и номер учебной группы)

Петров Петр Петрович
(фамилия, имя, отчество обучающегося)

Место прохождения практики :
Образовательная автономная некоммерческая организация
высшего образования «Московский технологический институт»
(полное наименование организации)

Руководитель практики от Института:

(фамилия, имя, отчество)

Заведующий кафедрой
(ученая степень, ученое звание, должность)

1. Индивидуальный план-дневник учебной (профилирующей) практики

Индивидуальный план-дневник учебной (профилирующей) практики составляется обучающимся на основании полученного задания на учебную (профилирующую) практику в течение организационного этапа практики (до фактического начала выполнения работ) с указанием запланированных сроков выполнения этапов работ.

Отметка о выполнении (слово «Выполнено») удостоверяет выполнение каждого этапа учебной (профилирующей) практики в указанное время. В случае обоснованного переноса выполнения этапа на другую дату, делается соответствующая запись («Выполнение данного этапа перенесено на… в связи с…»).

Таблица индивидуального плана-дневника заполняется шрифтом Times New Roman, размер 12, оформление – обычное, межстрочный интервал – одинарный, отступ первой строки абзаца – нет.

№ п/п	Содержание этапов работ, в соответствии с индивидуальным заданием на практику	Дата выполнения этапов работ	Отметка о выполнении
1	Оформление на профилирующую практику. Инструктажи по охране труда и техники безопасности	XXX-XXX	Выполнено
2	Ознакомление со спецификой функционирования предприятия, его структурой, работой различных подразделений (энергетической службой предприятия) и специалистов. Изучение структуру энергетической службы предприятия.	XXX-XXX	Выполнено
3	Изучение структуры предприятия и его места в энергосистеме	XXX-XXX	Выполнено
4	Изучение организации обслуживания электроэнергетического оборудования на предприятии	XXX-XXX	Выполнено
5	Изучить назначение, внешний вид, принцип	XXX-XXX	Выполнено

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

	работы электроэнергетического и электротехнического оборудования (силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры, измерительных и защитных аппаратов и пр.).		
6	Изучить ГОСТы на конструкционные материалы, используемые в электроэнергетике. Изучить свойства конструкционных материалов, применяемых в электроэнергетике и электротехнике.	XXX-XXX	Выполнено
7	Ознакомление со средствами измерения электрических и неэлектрических величин. Изучить методы защиты ЛЭП и подстанций от атмосферных перенапряжений, применяемых для создания ЛЭП материалов, способах выполнения линейных изоляторов на ЛЭП различного напряжения.	XXX-XXX	Выполнено
8	Изучить методы расчета элементов принципиальной электрической схемы, параметров и режимов работы электротехнических объектов.	XXX-XXX	Выполнено
9	Изучить характеристики электроприемников предприятия по надежности электроснабжения. Изучить потери электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.	XXX-XXX	Выполнено
10	Изучить и анализировать структуру системы электроснабжения предприятия. Изучить систему компенсации реактивной мощности предприятия.	XXX-XXX	Выполнено
11	Изучит методы расчета элементов принципиальной электрической схемы, параметров и режимов работы электротехнических объектов. Ознакомиться с методами испытаний кабельных линий и оборудования (методами определения повреждения на кабельных и воздушных ЛЭП, с методикой измерения и нормами сопротивления заземляющих устройств).	XXX-XXX	Выполнено
12	Оформление отчета (текст, рисунки, чертежи)	XXX-XXX	Выполнено
13	Сдача отчета	XXX-XXX	Выполнено

«*XX*» *XX.* 202*X* г.

Обучающийся _____ *Петров Петр Петрович*

(подпись) И.О. Фамилия

3.Технический отчет

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

За период прохождения практики была проанализирована работа Государственной электрической станции № 1 им. П.Г. Смидовича, расположенной в Центральном административном округе, по адресу г. Москва, ул. Садовническая, д.11 и входящей в состав территориальной генерирующей компании «Мосэнерго».

Государственная электрическая станция № 1 им. П.Г. Смидовича — старейшая действующая электростанция России. ГЭС-1 является объектом культурного наследия города Москвы как уникальный памятник промышленной архитектуры [5].

Строительство станции началось в 1896 году, а 28 ноября 1897 года состоялся пуск первой очереди Раушской электростанции суммарной мощностью 3,3 МВт.

Электростанция всегда считалась кузницей энергетических кадров. До 1917 года на ней работали такие известные энергетики, как Роберт Классон — руководитель строительства первых центральных электростанций общего пользования, Глеб Кржижановский - председатель комиссии ГОЭЛРО.

В 1920-е годы ГЭС-1 выполняла функции регулирующей станции, поддерживающей нормативную частоту и напряжение в Московской энергосистеме. В 1933 году на станции была введена в эксплуатацию первая отечественная теплофикационная турбина мощностью 12 МВт.

С началом Великой Отечественной войны на ГЭС-1 были образованы команды противовоздушной обороны и аварийно-восстановительные бригады, благодаря чему даже в 1941 году коллектив электростанции ни на минуту не прекращал работу, обеспечивая москвичей светом и теплом [5].

Вскоре после начала Великой Отечественной войны, по заданию Наркома электростанций и электропромышленности А.И. Леткова, ремонтно-механический цех ГЭС-1 в числе некоторых других московских электростанций должен был срочно приступить к производству боеприпасов для нужд фронта. Коллектив ремонтно-механического цеха, пополненный кадровыми рабочими других цехов станции, а также отрядом выпускников школы ФЗО, приступил с энтузиазмом к выполнению почетного и ответственного задания – изготовлению деталей «М-13» для грозного, легендарного оружия «катюша».

В 1946 году ГЭС-1 перешла на сжигание природного газа, став первой в российской энергетике электростанцией, использующей газ в качестве топлива. Таким образом основным топливом ГЭС-1 для выработки электроэнергии является природный газ, а в качестве резервного топлива предусмотрена мазут и уголь.

В 1946 году в Москву пришел саратовский газ. Это произошло 11 июля 1946 года – в этот день котельная Карачаровской газгельдерной станции приняла саратовский газ. Потребление газа за один год увеличилось в 2,3 раза и достигло 460 млн м. Строительство магистрального газопровода длиной 843 км было начато ещё во время войны и закончено в 1946 году. На газопроводах с регулятором «Пинча» и подводами к топкам были установлены комбинированные газо-мазутные горелки. ГЭС-1 – первое предприятие Мосэнерго, начавшее переход на сжигание природного газа. К ГЭС-1 газ стал подаваться для экономии дефицитного мазута, к тому же мазутные топки было достаточно легко перевести на сжигание газа. Горелочные устройства на котлах могли работать и на газе, и на резервном топливе - мазуте. Была предусмотрена возможность перехода с одного вида топлива на другой без остановки котлов. В 1947 году все котельные ГЭС-1 были полностью переведены на газовое топливо.

Бытовые потребители ещё не были подготовлены к потреблению газа, поэтому первоначальный расход газа составлял 50-60 % в общем балансе топлива ГЭС-1. По мере развития бытового потребления количество газа, подаваемого в систему Мосэнерго, уменьшалось, и к 1951 году доля газа в балансе топлива ГЭС-1 составила только около 6 %. Московские электростанции являлись в то время буферными потребителями газа и использовали его только в летний период, когда потребление газа бытовыми потребителями снижалось, в зимний же период электростанции работали преимущественно на мазуте. В дальнейшем, в связи с поступлением в Москву дашавского газа и газа Щекинского и

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Расторгуевского заводов, количество газового топлива, потребляемого московскими электростанциями, вновь стало возрастать.

В 1949 году закончился монтаж и была включена в эксплуатацию подстанция «Раушская», строительство которой началось перед самым началом войны. Осуществлена связь подстанции с высоковольтным кольцом Мосэнерго двумя кабелями 110 кВ. В 1951 году 3-я реконструкция была продолжена. Введены в эксплуатацию: новый теплофикационный блок № 30 (27,1 МВт), теплофикационная установка из шести сетевых водоподогревателей типа ПБ-200 и трех сетевых насосов по 1000 м/ч, введена комплексная автоматизация котельных цехов ГЭС-1. Новое оборудование поступало из Германии по особым поставкам. В 1946-1951 годах часть потребителей ГЭС-1 была переведена на теплоснабжение от ТУЦ-12. Но у ГЭС-1 появлялись новые крупные потребители тепла. Так, в 1951 году к тепловой магистрали, идущей от ГЭС-1, было подключено высотное административное здание у метро «Красные ворота».

В 1950 году начались опытные работы по введению в эксплуатацию новой автоматизированной химводоочистки, работающей по схеме «H-Na-катионирования». К 1955 году была произведена автоматизация всей химводоочистки.

В 1954 году демонтированы три старых турбогенератора. Взамен установлен новый теплофикационный турбогенератор (33 атм, 425°С, 16 МВт). Смонтирована новая теплофикационная установка из шести сетевых водоподогревателей.

В 1955 году выработка электроэнергии на ГЭС-1 составила 716 кВт/ч, отпуск теплоэнергии – 812 тыс. Гкал [5].

Приказом Министерства электростанций СССР № 102/а от 14 апреля 1956 года в целях упрощения структуры управления и сокращения административно-хозяйственных расходов ГЭС-1 и ГЭС-2 были объединены в единое предприятие с наименованием ГЭС № 1 Мосэнерго с филиалом. Имя П.Г. Смидовича указано не было. Объединение началось 1 июня 1956 года. Было создано единое управление электростанции, произведено объединение цехов с общими начальниками цехов и общим дежурным инженером. На рисунке 1 представлен машинный зал ГЭС-1.



Рисунок 1 - Машинный зал ГЭС-1, 1956 г.

После того, как Мосэнерго стало получать электроэнергию от Волжских гидроэлектростанций, ГЭС-1, имевшая небольшую мощность, потеряла своё прежнее значение в системе электроснабжения Москвы. Отпала необходимость иметь на ГЭС-1 конденсационную мощность. В 1956 году начал осуществляться проект превращения ГЭС-1 в теплоэлектроцентраль. Для этого было необходимо модернизировать турбины. В 1956 - 1960 годах были переоборудованы три турбины «Метро-Виккерс», установленные на ГЭС-1 в 1929 - 1930 годах , и одна – на ГЭС-2. К 1961 году три конденсационных турбогенератора переоборудованы в теплофикационные на работу с противодавлением. В турбинах были удалены проточные части низкого давления и демонтированы конденсаторы.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

Электрическая мощность турбогенераторов при этом снизилась с 17 500 - 17 600 кВт до 12 000 кВт.

Монтировались теплофикационные установки, куда был направлен отработанный пар мощностью 194 Гкал/ч. Котельные и турбинные цеха были объединены в один – теплосиловой цех ГЭС-1. В 1956 году была впервые автоматизирована непрерывная продувка всех котлов. В 1955-1956 годах на главном щите управления было выполнено телеизмерение сигнализации и управления масляными выключателями. Это позволило снять дежурный персонал щита управления подстанции «Раушская». В 1959 году за счет внедрения автоматики и дистанционного управления количество рабочих точек обслуживания оборудования сокращено на 40 %. На рисунке 2 представлен щит управления ГЭС-1

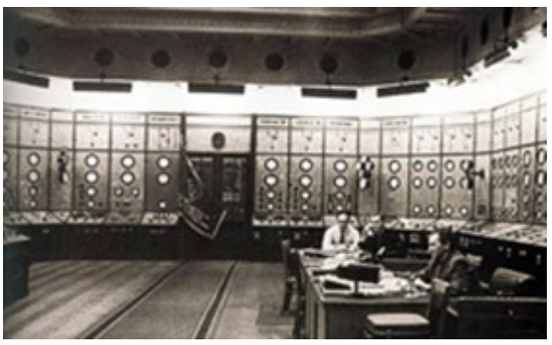


Рисунок 2 - Щит управления ГЭС-1, 1956 г.

В 1963 году смонтирован новый тепловой щит для управления одним машинистом двумя турбогенераторами и четырьмя теплофикационными установками.

В 1965 году в старой котельной смонтированы четыре теплофикационных водогрейных котла типа ПТВМ - 100 (100 Гкал/ч).

В следующем 1966 году сооружены выводы в сторону улицы Осипенко для теплофикации Замоскворечья и дополнительная магистраль через Устьинский мост. Отпуск теплоэнергии увеличился до 2 966 тыс. Гкал. На филиале сооружен второй вывод теплосети через Водоотводный канал в сторону Замоскворечья. К 1967 году теплофикационная мощность электростанции возросла примерно в три раза. Доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении поднялась с 29,5 % до 94,12 % - ГЭС-1 окончательно превратилась в теплоэлектроцентраль [5].

Коллектив работников ГЭС-1 всегда отличался высоким профессионализмом и надежной работой. Так, за период с 1964 года по 1979 год по вине персонала произошла лишь одна авария. Общее количество аварий, отказов оборудования и повреждений на ГЭС-1 было минимальным.

К концу 1970-х годов появилась возможность приступить к 5-й реконструкции станции. Её проект предусматривал переустройство с 1980 года всей электрической части предприятия.

Началась модернизация оборудования РУ-110/6 кВ (1980 год), на двух котлах внедрены сигнализаторы погашения факела в топке (1983 год), смонтирована установка для сжигания водо-мазутной эмульсии на котле № 2 (1986 год), окончен монтаж установки для сжигания замазученных вод, освоена горелка двухступенчатого сжигания мазута на котле № 2-В (1987 год), заменено оборудование главного щита управления. Закончена реконструкция распредустройств 110/6 кВ (1991 год). Несмотря на проведенные работы по модернизации износ оборудования на ГЭС-1 к 1987 году достиг 70 %.

Постановлением Совета Министров РСФСР от 15 декабря 1981 года № 675, приказом Министерства энергетики от 30 декабря 1981 года № 355 и приказом Управляющего Мосэнерго от 2 февраля 1982 года № 43 ГЭС № 1 возвращено имя П.Г. Смидовича .

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

В 1992 году на электростанции внедрен хозяйственный расчет по договору с Правлением Мосэнерго.

В апреле 1992 года из состава ГЭС-1 выделена Медсанчасть, которая стала самостоятельной структурной единицей Мосэнерго. На рисунке 3 представлен внешный вид ГЭС-1.



Рисунок 3 - Внешний вид ГЭС-1, 2006 г.

В 1993 году произведена приватизация Московской энергосистемы. ГЭС-1 стала филиалом ОАО «Мосэнерго».

В 1993 году начата 6-я реконструкция станции с заменой турбогенераторов, котлов и вспомогательного оборудования. Реконструкция планировалась ещё до начала спада производства и финансового кризиса и была рассчитана до 2001 года.

Заменены 2 турбогенератора «Метро-Виккерс» на отечественные по 12 МВт, реконструированы береговые водозаборные устройства с рыбозащитными сооружениями (1995-1996 годы), выполнена реконструкция ХВО, закончились пусковые работы по вводу новых очистных сооружений (1997 год), осуществлена замена турбогенератора «АЕГ» на отечественный, производства «Калужского турбинного завода» (1998 год).

В 2000-х годах на ГЭС-1 продолжается внедрение новейшего современного оборудования.

В 2001 году введена в эксплуатацию новая водоподготовительная установка (ВПУ) – первая в российской энергетике полностью автоматизированная, позволяющая увеличить срок службы основного оборудования. Введен в эксплуатацию автоматический химический контроль над основными показателями водно-химического режима (ВХР), что позволило своевременно выявлять и устранять отклонения от установленных норм ВХР.

В 2001 году был внедрен самый совершенный компьютеризированный комплекс водоподготовки, позволяющий увеличить срок службы основного оборудования. Также на станции был установлен новый газомазутный котел, увеличивший производительность тепловой энергии в 1,6 раза, по сравнению со старым. В течение 2010-2012 гг. планируется ввести в эксплуатацию еще три таких котла.

В 2004 году выполнена замена турбогенератора типа АПР-12 на турбогенератор производства «Калужского турбинного завода».

Введена в работу 1-я очередь телемеханики и сигнализации.

В 2006 году выполнена замена турбогенератора фирмы «Барзис» на турбогенератор производства «Калужского турбинного завода», что позволяет надежно работать при летних режимах теплосети.

В 2007 году введена автоматизированная система коммерческого учета тепла (АСКУ Тепло).

Осуществлена замена энергетического котла на котел с низкой эмиссией окислов азота. Установлены шумоглушители на шести пиковых водогрейных котлах и одном энергетическом котле. Произведена замена горелок на малотоксичные на трех пиковых водогрейных котлах и на одном энергетическом котле. В соответствии с графиком проведения природоохранных

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

мероприятий предусмотрена установка малотоксичных горелок на двух энергетических и на одном пиковом водогрейном котле.

В январе 2013 года ОАО «Атомэнергомаш» завершило комплексные работы по модернизации котельного оборудования на ГЭС-1. Атомэнергомаш осуществил поставку, монтаж и сдачу в эксплуатацию оборудования парового котла типа П-95 и выполнение работ генерального подряда по замене старого котла фирмы «Бабкок - Вилькокс». Сложность проектирования состояла в том, что в старую котельную ячейку, на место старого парового котла немецкой фирмы «Бабкок-Вилькокс» 1928 года выпуска, нужно было вписать современный паровой котел с высокими технико-экономическими и экологическими показателями. На рисунке 4 представлен машинный зал ГЭС-1.



Рисунок 4 - Машинный зал ГЭС-1,2010 год

Результатом работ стал собственный инжиниринговый проект ИК «ЗИОМАР» котла П-95, отличающегося более высокой производительностью (160 тонн пара в час, а прежде – 110 тонн пара в час), а также снижением выбросов вредных веществ в 2,5 раза. Котел П-95 прошел приемо-сдаточные испытания, режимную наладку и пущен в работу.

Основное назначение станции по-прежнему – покрытие тепловой нагрузки коммунально-бытового сектора Центральной части Москвы. Выработка электроэнергии зависит от отопительной нагрузки [5].

В настоящее время на ГЭС-1 продолжается внедрение современного оборудования, позволяющего повысить эффективность работы электростанции, улучшить ее экологические показатели.

Энергетические характеристики ГЭС-1:

Установленная мощность:

тепловая (Гкал/час) – 691

электрическая (Мвт) – 76

Годовая выработка энергии:

теплоэнергия (Гкал) – 1654000

электроэнергия (тыс. квт*час) – 383000

Удельный расход топлива:

на теплоэнергию (кг\Гкал) - 121,2

на электроэнергию (г\квт*час) - 424,3

Годовое потребление условного топлива (тут/год) – 457989

Количество часов работы в году – 8760

Турбогенераторы (марка)

П-16-26/3,5 - 1 шт.

ПР-14-26/0,8 - 1 шт.

Р-12-26/0,8 - 1 шт.

Р-12-3,4/0,1 - 1 шт.

Р-12-35/5М - 2 шт.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

Р-34-73/3 - 1 шт.

Котлы (марка)

Бабкокс-Вилькокс - 5 шт.

Буккау - 2 шт.

Е-50 - 2 шт.

ПТВ-110 - 1 шт.

ПТВМ-100 - 5 шт.

Дымовые трубы: кол-во труб - 14 шт.

ГЭС-1 - единственная московская ТЭЦ, энергетические характеристики которой изменились в сторону уменьшения. Особенно это касается годовая выработка энергии, как тепловой, так и электрической.

По-видимому, это связано с экологическими проблемами. Расположенная в самом центре Москвы, буквально в 600 м. от Кремля, ГЭС-1 имеет к тому же совершенно неприличные для современной ТЭЦ низкие трубы, что приводить к осаждению вредных выбросов в центре города, и без этого не благополучного в смысле чистоты воздуха.

Целью экологической политики ГЭС-1 является повышение уровня экологической безопасности за счет обеспечения надежного и экологически безопасного производства.

Технические характеристики турбогенераторов ГЭС-1 приведены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики турбогенераторов

Станц. №	Марка	Год установки	Уст. мощн. (МВт)	Время работы (час/год)	Годовая выработка электроэнергии (тыс.кВт·ч)	Среднегодовая электрическая нагрузка (МВт)	Среднегодовая тепловая нагрузка (Гкал/час)	Расход тепла на турбину (Ккал/КВт. час)
31	П-16-26/3,5	1954	14,7	7023	71496	10,2	40,1	1143
29	ПР-14-26/0,8	1933	12	5532	53818	9,7	43,9	1143
26	Р-12-26/0,8	1929	12	5428	46349	8,5	31,8	1143
27	Р-12-3,4/0,1	1995	12	7139	62419	8,7	34	1143
28	Р-12-35/5М	1993	12	6495	62986	9,7	44,7	1143
07	Р-12-35/5М	1994	12	-	-	-	-	0
30	Р-34-73/3	1951	32	4971	131574	26,5	82,2	968

Технические характеристики котлов, установленных на ГЭС-1 приведены в таблице 2.

Таблица 2

Технические характеристики котлов

Станц. №	Марка	Тип	Год установки	Схема установки горелок	Марка горелок	Тип горелок	Время работы (час/год)	Средн егод. тепловая нагруз	Удельный расход топлива	КПД (%)

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

								ка		
5	Бабкокс-Вилькокс	паровой	1931	см. ст.№2.	-	-	6803	54	158,4	90,2
4	Бабкокс-Вилькокс	паровой	1930	см. ст.№2.	-	-	6233	57	151,8	90,25
3	Бабкокс-Вилькокс	паровой	1929	см. ст.№2.	-	-	5902	53	165,8	90,23
2	Бабкокс-Вилькокс	паровой	1928	16 гор. в 3 яруса на фронт. стене(6,6,4)	-	Вихревые-однопоточн.	5195	55	158,3	90,26
1	Бабкокс-Вилькокс	паровой	1928	18 гор. в 3 яруса на фронт. стене топки	-	Вихревые-однопоточн.	5322	54	158,2	90,29
7	Буккау	паровой	1951	6 гор.в 2 яр. на фр. ст.+4 сопла втор.дутья	-	Вихревая-однопоточн.	4337	58	157,1	90,92
6	Буккау	паровой	1951	6 гор. в 2 яруса на фронт стене топки	-	Вихревая-однопоточн.	4374	57	157,1	90,97
22ф	Е-50	паровой	1995	-	-	-	5535	32	152	93,95
21ф	Е-50	паровой	1994	-	-	-	5476	29	152	93,92
1в	ПТВ-110	водогр	1961	18 гор. в 2 яруса на бок.стенах топки	-	Вихревая-однопоточн.	2640	45	155,2	92,05
6вф	ПТВМ-100	водогр	1966	см. №4в.	-	-	2402	39	153,5	93,08
5вф	ПТВМ-100	водогр	1965	см. №4в.	-	-	1783	40	154	92,72
4в	ПТВМ-100	водогр	1963	16 гор. в 2 яруса на фронт.и задн.стенах	ГДС-100	Вихревая-двухпоточн.	806	47	155,8	91,79
3в	ПТВМ-100	водогр	1963	см. №2в.	-	-	607	41	155,7	91,79
2в	ПТВМ-100	водогр	1962	12 гор. на фронт.и задн.стенах (6+6)	ГДС-100	Вихревая-двухпоточн.	1711	50	155,6	91,79

Характеристики дымовых труб ГЭС-1 приведены в таблице 3.

Таблица 3

Характеристики дымовых труб

№ трубы	Высота (м)	Диаметр (м)
1	45	3,5
10	58	3,2
1ф	45	2,5
2	45	3,5
2ф	45	2,5

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

№ трубы	Высота (м)	Диаметр (м)
3	45	3,5
3ф	70	3,2
4	45	3,5
4ф	70	3,2
5	45	3,5
6	39	3,5
7	58	3,2
8	58	3,2
9	58	3,2

Динамика основных производственных показателей ГЭС-1 по годам приведены в таблице 4.

Таблица 4

Основные производственные показатели ГЭС-1 по годам

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная электрическая мощность на конец года, МВт	95,7	95,7	82,7	72,7	70,0	70,0	95,0	95,0	95,0	95,0	86,0	86,0	86,0	86,0
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	383,2	368,1	391,6	395,1	380,1	365,3	358,1	377,3	383,0	389,6	367,8	397,7	380,9	335
Установленная тепловая мощность на конец года, Гкал/ч	954	954	932	892	893	893	951	951	951	951	951	951	951	951
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал		2 036,3	2 079,2	2 079,1	1 895,1	1 948,9	1 876,6	1 758,8	1 654,0	1 818,3	2 013,2	1 944,4	2 026,8	1 913

Расход электроэнергии на СН тепловых электростанций зависит от типа и единичной мощности агрегатов, установленных на электростан¬ции, а также от вида топлива и способа его сжигания. Максимальная нагрузка СН электростанций может приближенно оцениваться в процентах установленной мощности.

Большие значения соответствуют меньшим единичным мощностям энергоблоков. В табл. 5-7 приведены средние значения расхода электроэнергии на СН электростанций в процентах от суммарной выработки электроэнергии. Данными можно пользоваться при составлении баланса электроэнергии по энергосистеме в случае отсутствия отчетных или проектных данных по каждой конкретной станции.

Таблица 5

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Расход электроэнергии на собственные нужды конденсационных тепловых электростанций, %

Тип турбины	Загрузка блока, %	Топливо				
		Каменный уголь		Бурый уголь	Газ	Мазут
		марки АШ	других марок			
К-160-130	100 70	6,8-7,3	6,5-7,1	6,6-7,1	4,9-5,3	5,2-5,6
К-200-130	100 70	6,8-7,3	6,1- 6,7	6,8-7,3	4,6-5,0	5,7-6,1
К-300-240	100 70	4,4-4,9	3,7-4,1	4,2-4,7	2,4-2,8	2,6-3,0
К-500-240	100 70	–	4,4-4,9	3,7-4,1	–	–
К-800-240	100 70	4,2 -4,6	3,7-4,1	3,9-4,3	2,3	2,5

Таблица 6

Расход электроэнергии на собственные нужды теплоэлектроцентралей, *%*

Топливо	**Тип турбины**		
	с противодавлением, МПа		**с отбором и конденсацией**
	0,08	0,12	
Уголь	13,1	9,6	8,0
Газ, мазут	10,8	7,8	6,6

Таблица 7

Расход электроэнергии на собственные нужны атомных, газотурбинных и гидравлических электростанций, %

Мощность, МВт	**Электростанция**		
	Атомная	Газотурбинная	Гидравлическая
До 200	—	1,7-0,6	2,0-0,5
Свыше 200	7-5	—	0,5-0,3*

* Большие значения соответствуют меньшим единичным мощностям агрегатов.

Расход электроэнергии на заряд ГАЭС в 1,3–1,4 раза превышает выработку при разряде. Соотношение мощностей заряда и разряда зависит от режима работы ГАЭС.

Электроприемниками СН ПС переменного тока являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, устанавливаемых на открытом воздухе, связь, сигнализация и т. д.

Определение суммарной расчетной мощности приемников СН производится с учетом коэффициента спроса (KJ, учитывающего использование установленной мощности и одновременность их работы (табл. 8).

Таблица 8

Коэффициенты спроса приемников собственных нужд (Кс)

Наименование приемника	**Коэффициент спроса**
Освещение ОРУ: при одном ОРУ при нескольких ОРУ	 0,5 0,35
Освещение помещений	0,6-0,7
Охлаждение трансформаторов	0,8-0,85

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Наименование приемника	Коэффициент спроса
Компрессоры	0,4
Зарядно-подзарядные устройства	0,12
Электроподогрев выключателей и электроотопление	1,0

Расчетная максимальная нагрузка СН ПС определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты спроса.

Усредненные значения и максимальная нагрузка СН ПС отдельных номинальных напряжений приведены в табл. 9.

Таблица 9

Максимальные нагрузки и расход электроэнергии собственных нужд подстанций

Наименование	Высшее напряжение, кВ				
	110		110		110
Электрическая нагрузка, кВт	25-65	120-410	175-460	550-620	1150-1270
Потребление электроэнергии, тыс. кВгч/год	125-325	600-2050	880-2300	2750-3100	5700-6300

Примечание.
Меньшие значения относятся к ПС с простыми схемами электрических соединений, большие – к узловым ПС, имеющим несколько РУ ВН с установленными синхронными компенсаторами.

Потребление тепловой энергии на собственные нужды ГЭС-1, включающие расходы электроэнергии на тягу и дутье, питательные, циркуляционные, дренажные, конденсатные, сетевые и подпиточные насосы, топливоподачу, газо- и химводоочистку, а также освещение, составляет 26,3 Гкал/ч или 0,5% от установленной тепловой мощности.

В качестве основного топлива на ГЭС-1 используется природный газ. Основным компонентом природного газа является метан (CH4) – его содержание варьируется в диапазоне 70 - 98%. Кроме него в состав входят более тяжелые насыщенные углеводороды – этан (C2H6), пропан (C3H8), бутан (C4H10). Помимо углеводородной составляющей, природный газ может содержать неорганические газообразные соединения: водород (H2), сероводород (H2S), углекислый газ (CO2), азот (N2), инертные газы (преимущественно гелий (He)). Физические свойства зависят от состава, но в среднем, плотность сухого газа колеблется от 0,68 до 0,85 кг/м³, плотность сжиженного газа – 400 кг/м³, температура самовозгорания – 650°C, температуры конденсации-испарения − 161,5 °C, взрывоопасные концентрации смеси газа с воздухом от 4,4 % до 17 % объёмных, удельная теплота сгорания колеблется от 8 до 12 кВт·ч/м³), легче воздуха в 1,8 раза, поэтому при утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх.

В технологической схеме паротурбинных установок ГЭС-1 задействовано следующее основное оборудование: 8 паровых котлов типа ТГМ-96А, Б, производительностью 480 т/ч с параметрами пара 140 кгс/см², 560°C; 2 паровых котлов типа ТГМП-314, производительностью 1000 т/ч с параметрами пара 255 кгс/см², 555°C; 6 паровых турбин Т-110/120-130, установленной мощности 110 МВт и тепловой нагрузкой 175 Гкал/ч; паровой турбиной Т-100-130, установленной мощности 100 МВт и тепловой нагрузкой 160 Гкал/ч; паровой турбиной Т-80/100-130/13, установленной мощности 65 МВт и тепловой нагрузкой 160 Гкал/ч; 2 паровые турбины Т-250/300-240, установленной мощности 250 МВт и тепловой нагрузкой 330 Гкал/ч.

Принципиальная технологическая схема выработки электроэнергии в ГЭС-1 включает в себя склад топлива, систему топливоподачи, систему водоподготовки, парогенератор, пароперегреватель, тягодутьевые машины, экономайзер, турбины высокого и низкого давления, промежуточные перегреватели, бойлер, конденсатор, конденсатный насос, подогреватель низкого давления, деаэратор, питательный насос, циркуляционный насос,

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

синхронный генератор, линии электропередач, повышающая трансформаторная подстанция, распределительный пункт.

Топливо – природный газ поступает по газопроводу в паровой котел. В котле газ сгорает и нагревает воду. Чтобы газ лучше горел, в котлах установлены тягодутьевые механизмы. В котел подается воздух, который служит окислителем в процессе сгорания газа. Раскаленный газ устремляется по газоходу и нагревает воду, проходящую по специальным трубкам котла. При нагревании вода превращается в перегретый пар, который поступает в паровую турбину. Пар поступает внутрь турбины и начинает вращать лопатки турбины, которые связаны с ротором генератора. Энергия пара превращается в механическую энергию. В генераторе механическая энергия переходит в электрическую, ротор продолжает вращаться, создавая в обмотках статора переменный электрический ток. Через повышающие силовые трансформаторы трансформаторной подстанции, где с целью уменьшения электрических потерь на линиях электропередач, электрическое напряжение повышается до 110 кВ и по линиям электропередач и далее через понижающие силовые трансформаторы понижающей трансформаторной подстанции поступает потребителям. Отработавший в турбине пар направляется в конденсатор, где превращается в воду и возвращается в котел. На ГЭС-1 вода движется по кругу. Градирни предназначены для охлаждения воды. На ГЭС-1 используются вентиляторные и башенные градирни. Вода в градирнях охлаждается атмосферным воздухом. Вода в градирнях под напором поднимается вверх и водопадом падает вниз в аванкамеру, откуда поступает обратно на ТЭЦ. Для снижения капельного уноса градирни оснащены водоуловителями. Водоснабжение осуществляется от Москвы-реки. В здании химводоочистки вода очищается от механических примесей и поступает на группы фильтров. На одних она подготавливается до уровня очищенной воды для подпитки теплосети, на других — до уровня обессоленной воды и идет на подпитку энергоблоков [5].

Ознакомился со организационной структурой предприятия, с организационной структурой ее подразделений и их основными задачами, в частности с энергетической службой предприятия, с качественным и количественным составом специалистов и их обязанностями.

На рисунке 5 представлена организационная структура ГЭС-1.

Основными задачами энергетической службы являются:

– содержание энергетического, электротехнического и электротехнологического оборудования и сетей в работоспособном состоянии и техническая эксплуатация этого оборудования в соответствии с нормативно-техническими документами;

– своевременное и качественное проведение профилактических работ ремонта модернизации и реконструкции энергетического оборудования;

– обучение электротехнического персонала и проверка знаний правил эксплуатации, мер безопасности, должностных и производственных инструкции;

– обеспечение экономичности и надежности работы электро-и энергоустановок и безопасности их обслуживании;

– предотвращение использования технологий и методов работы, оказывающих отрицательное влияние на окружающую среду;

– учет и анализ нарушений в работе электроустановок, несчастных случаев и принятие мер по устранению причин их возникновения;

– разработку должностных и производственных инструкций для электротехнического персонала;

– выполнение предписаний органов государственного энергетического надзора;

– соблюдение предприятием заданных ему питающей энергосистемой режимов работы;

оперативно диспетчерское управление энергохозяйством, согласованное с региональной энергосистемой.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

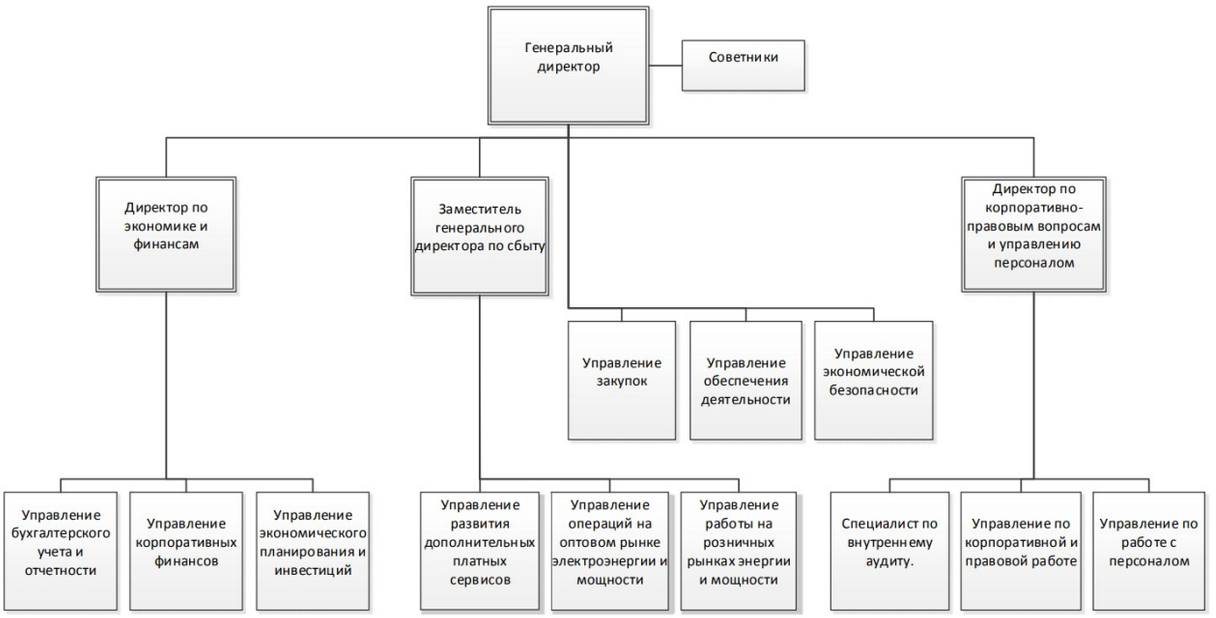


Рисунок 5 – Организационная структура ГЭС-1

На рисунке 6 представлена организационная схема энергетической службы ГЭС-1.

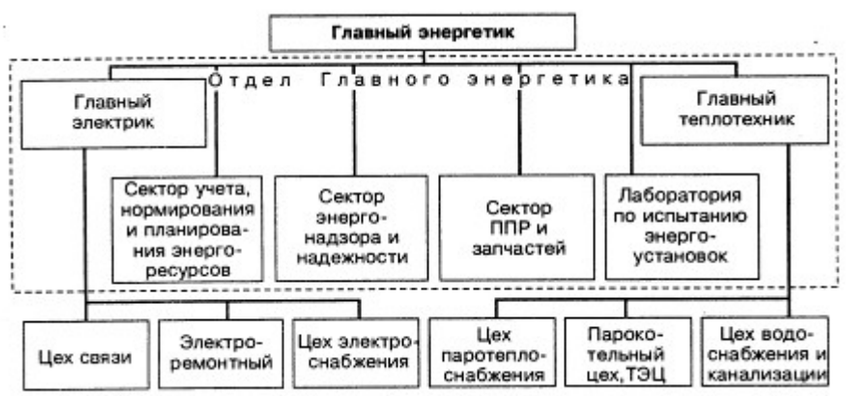


Рисунок 6 – Организационная структура энергетической службы ГЭС-1

Обеспеченность предприятия персоналом, качественная и количественная структура персонала предприятия представлена в таблице 10.

Таблица 10

Обеспеченность предприятия персоналом и структура персонала предприятия

Показатели	2021 г.
Среднесписочная численность персонала, всего (чел.)	441
из них	
рабочие (чел.)	72
служащие (чел.)	369
в т.ч.	
руководители (чел.)	24
специалисты (чел.)	325

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Показатели	2021 г.
непромышленный персонал (чел.)	20

Таким образом, на данном предприятие среднесписочная численность персонала составляет 441 человек, из них 72 рабочих и 369 чел. служащие.

В том числе обеспеченность персоналом, качественный и количественный состав энергетической службы приведены в таблице 11.

Таблица 11

Обеспеченность предприятия персоналом и структура персонала предприятия

Показатели	2021 г.
Среднесписочная численность персонала, всего (чел.)	101
из них	
рабочие (чел.)	32
служащие (чел.)	69
в т.ч.	
руководители (чел.)	8
специалисты (чел.)	56
непромышленный персонал (чел.)	5

В таблице 12 представлены показатели производительности труда на предприятии (ГЭС-1).

Таблица 12

Показатели производительности труда на предприятии

Показатели	2007
Объем продукции в действующих ценах	953729
Объем продукции в фиксированных сопоставимых ценах, тыс.р.	953729
Среднесписочная численность ППП, чел	441
в т.ч. рабочих	72
Число отработанных рабочими чел.-дн.	18720
Число отработанных рабочими чел-час	149760
Среднегодовая выработка одного работника ППП, р.	2 162,65
Выработка одного рабочего, тыс. руб.	
Среднегодовая	41 246,24
Среднее число дней, отработанных одним рабочим за год	260
Средняя продолжительность рабочего дня, час	8
Среднее число часов отработанных одним рабочим в год	2080
Удельный вес рабочих в общей численности ППП	0,16

Таким образом, можно сделать вывод, что среднее число дней, отработанных одним работником составляет 260 дней, продолжительность рабочего дня 8 часов. Среднегодовая выработка на одного рабочего составляет 41 246,24 тыс. руб. Удельный вес рабочих в общем количестве среднесписочной численности персонала составляет 16%.

В ходе практики были получены навыки ведения технической документации предприятия.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

На предприятии имеется утвержденный техническим руководителем предприятия перечень оперативной документации, журналов, обязательных к ведению оперативным персоналом. Указанный перечень должен пересматриваться не реже 1 раза в 3 года.

Оперативный персонал должен быть проинструктирован о правилах ведения каждого оперативного документа, журнала. Листы всех журналов, которые ведет оперативный персонал, должны быть пронумерованы, журнал прошнурован и опечатан печатью режимно-сектретного органа.

На внешней стороне журнала должны быть указаны его наименование, название предприятия, подразделения, структурной единицы, номер журнала и даты начала и окончания его ведения. Все журналы, которые ведет оперативный персонал, являются документами строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке. Срок хранения журналов – не менее 5 лет.

Ведение оперативной документации, журналов должен ежедневно просматривать начальник цеха, главный инженер или его заместитель, фиксировать свои замечания на полях и принимать необходимые меры к устранению выявленных замечаний.

Ответственность за ведение журналов и другой оперативно-технической документации возлагается на старшего в смене. Записи в журналах производятся кратко, в общем виде, с применением единой терминологии, принятой в отрасли.

Записи в журналах ведутся разборчивым почерком темной пастой. Ведение записей карандашом или нестойкими чернилами категорически запрещается. Запрещается исправление и стирание записей, сделанных в журналах. В случае ошибочной записи она зачеркивается одной чертой (под роспись на полях) и делается новая правильная запись. Зачеркнутый текст должен быть читаемым.

Инструкции должны постоянно находится на рабочем месте оперативного персонала, для которого их действие является обязательным. Они должны быть распечатаны на бумаге и печатающем устройстве соответствующего качества, обеспечивающего им длительный срок службы, отсутствие возможности у оперативного персонала самостоятельной замены листов, иметь аккуратный внешний вид. В случае порчи, потери инструкции должна быть немедленно изготовлена ее копия надлежащего качества.

Организация и проведение технического обслуживания и ремонта электроэнергетического оборудования.

Методическое руководство техническим обслуживанием, контроль за технически исправным состоянием оборудования и сетей энергохозяйства осуществляет ОГЭ.

Перечни операций технического обслуживания, графики плановых технических осмотров, проверок, испытаний энергооборудования и т.п. разрабатываются отделом главного энергетика.

Рекомендуется следующая форма организации технического обслуживания энергетического оборудования и сетей:

а) все виды работ по техническому обслуживанию основного и вспомогательного оборудования общезаводского энергетического хозяйства и общезаводских сетей, кроме технических испытаний, выполняются оперативным и оперативно-ремонтным персоналом ОГЭ;

б) все виды технического обслуживания энергооборудования (кроме испытаний) технологических цехов выполняются производственным и дежурным ремонтным персоналом этих цехов;

в) технические испытания энергооборудования, кроме вентиляционных установок и котлов, выполняются центральной заводской лабораторией по испытаниям энергоустановок, подчиненной ОГЭ, или специализированными организациями по договору;

г) технические испытания вентиляционных установок выполняются вентиляционным бюро ОГМ (ОГЭ) или специализированными подрядными организациями по договору;

д) технические испытания котлов необходимо проводить путем привлечения подрядных пуско-наладочных или специализированных подрядных организаций.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

К оперативному персоналу энергетической службы относятся: дежурные электроподстанций, машинисты котельных, компрессорных, насосных, кислородных установок, машинисты кондиционеров и т.д., обеспечивающие выработку, распределение, преобразование и учет всех видов энергии и энергоносителей, контроль и необходимую регулировку их параметров, контроль за режимами работы энергетических установок. Оперативный персонал выполняет операции нерегламентированного технического обслуживания. Когда это не отвлекает оперативный персонал от выполнения основных функций и не запрещается правилами безопасности обслуживания соответствующих установок, он может выполнять полный или частичный объем работ по регламентированному техническому обслуживанию [5].

В соответствии с выполняемыми функциями численность оперативного персонала определяется не по нормативам данного Справочника, а на основании штатного расписания и соответствующих инструкций, правил эксплуатации и техники безопасности.

Оперативно-ремонтный персонал энергохозяйства предприятия обеспечивает выполнение работ регламентированного технического обслуживания энергетического оборудования и сетей, закрепленных за ним, и участвует в их ремонте.

К ремонтно-эксплуатационному персоналу относятся ремонтники-электрики, слесари механообработки, ремонтники газового оборудования и сетей, слесари-сантехники, как входящие в состав ремонтно-эксплуатационных бригад, так и закрепленные за отдельными видами энергетического оборудования.

В таблице 13 приведены укрупненные нормативы трудозатрат на регламентированное техническое обслуживание по видам оборудования (в чел.-ч трудоемкости технического обслуживания на каждые 100 чел.-ч трудоемкости капитального и текущего ремонта).

Таблица 13

Нормативы трудозатрат на регламентированное техническое обслуживание

Виды оборудования	**Нормативы трудозатрат на техническое обслуживание, чел.-ч на 100 чел.-ч ремонта**
Электротехническое оборудование и электрические машины	7
Котельное и теплосиловое оборудование (котлы паровые и водогрейные, паротурбины, котлы-утилизаторы и т.д.)	10
Компрессорное и насосное оборудование	9
Трубопроводные сети и сооружения:	
Наружные	9
Внутренние	5
Воздуховоды, дымососы, вентиляторы, дефлекторы, зонты, вытяжные шкафы, укрытия, местные отсосы, калориферы и т.д.	3
Рукавные и кассетные фильтры, циклоны, скрубберы пылеуловители, оросительные камеры и т.д.	13

В ходе практики изучены открытые (закрытые) распределительные устройства (ОРУ, ЗРУ), количество отходящих линий (ЛЭП), электрическую схему соединения ЛЭП с силовыми трансформаторами ОРУ предприятия. Проанализированы и описаны условия и производительность труда на ГЭС-1. Изучены системы электроснабжения собственных нужд ГЭС-1, система электроснабжения ремонтно-механического цеха и административного здания. Рассчитаны и определены электрические нагрузки ремонтно-механического цеха и административного здания.

В ходе практики также были изучены, проанализированы и описаны условия труда, степень опасности производства и профессиональные риски на предприятии. Собраны и

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

проанализированы сведения за последние несколько лет (не менее 3-х) по системе защиты окружающей среды и обеспечения безопасности человека на предприятии. Анализированы возможности совершенствования производства, повышения производительности труда и экономической эффективности производственного процесса за счет совершенствования объектов и систем электроэнергетики и электротехники (внедрения мероприятий по энергосбережению)

Были изучены назначение, внешний вид и принцип работы электроэнергетического и электротехнического оборудования предприятия, в частности изучены основные элементы трансформаторной подстанции:

1. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы.
2. Вводные конструкции для воздушных и кабельных линий электропередачи.
3. Открытые (ОРУ) распределительные устройства (закрытые (ЗРУ) распределительные устройства), включая:
   - системы и секции шин;
   - силовые выключатели;
   - разъединители;
   - измерительное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, измерительные приборы) ;
   - оборудование ВЧ-связи между подстанциями (конденсаторы связи, ВЧ-заградители, фильтры присоединения);
   - токоограничивающие, регулирующие устройства (конденсаторные батареи, реакторы, фазовращатели);
   - преобразователи частоты, рода тока (выпрямители).
4. Система питания собственных нужд подстанции:
   - трансформаторы собственных нужд;
   - щит переменного тока;
   - аккумуляторные батареи;
   - щит постоянного (оперативного) тока;
   - дизельные генераторы и другие аварийные источники энергии (на крупных и особо важных подстанциях).
5. Системы защиты и автоматики:
   - устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики для силовых линий, трансформаторов, шин;
   - автоматическая система управления;
   - система телемеханического управления;
   - система технического и коммерческого учёта электроэнергии;
   - система технологической связи энергосистемы и внутренней связи подстанции.
6. Система заземления, включая заземлители и контур заземления.
7. Молниезащитные сооружения.
8. Вспомогательные системы:
   - система вентиляции, кондиционирования, обогрева.
   - система автоматического пожаротушения.
   - система освещения территории.
   - система охранно-пожарной сигнализации, управления доступом.
   - система технологического и охранного видеонаблюдения.
   - устройства плавки гололёда на воздушных линиях.
   - системы аварийного сбора масла.
   - системы питания маслонаполненных кабелей.
   - бытовая, ливневая канализация, водопровод.
9. Бытовые помещения, склады, мастерские

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Все оборудования используемые в области энергетики с учетом требования предъявляемы. Эти материалы обладают определенными свойствами, характеристиками и параметрами, которые в конечном итоге определяют надежность, долговечность, безопасность, КПД, массогабаритные параметры, стоимость, конкурентоспособность и другие показатели изделий. Важнейшие параметры *электротехнических изделий* во многом определяются не столько их конструктивными и схемными решениями, сколько используемыми в них *электротехническими материалами* - материалами, которые характеризуются определенными свойствами по отношению к электромагнитному полю и применяются в технике с учетом этих свойств. Одни из них служат для создания в электротехнических устройствах и установках необходимого магнитного поля (так называемые *магнитные* материалы), другие - для проведения электрического тока от источников электрической энергии к потребителям *(проводниковые* материалы). Токоведущие части различных видов электрооборудования при работе находятся под напряжением. Поэтому их необходимо изолировать как между собой, так и по отношению к нетоковедущим частям оборудования (корпусу и др.), что осуществляется с помощью *изоляционных (диэлектрических)* материалов. Таким образом, электротехнические материалы в соответствии с их назначением и по основным выполняемым функциям в электротехнических устройствах и установках разделяют на три основных вида: магнитные, проводниковые и изоляционные.

Кроме конкретных электромагнитных, электротехнические материалы должны обладать и целым рядом других свойств: механической прочностью, нагревостойкостью, стойкостью по отношению к химическим реакциям, определенными технологическими свойствами (например, способностью более или менее легко поддаваться механической обработке) и др. Правильный выбор электротехнических материалов с учетом их конкретных свойств при изготовлении (а также при монтаже и последующих ремонтах) различного электрооборудования обуславливает его надежную работу.

Промежуточное положение по электропроводности между проводниками и диэлектриками занимают *полупроводниковые* материалы, которые используются для изготовления полупроводниковых приборов и интегральных микросхем. Их главными показателями являются чистота исходного материала и возможность получения изделий с высокой степенью интеграции различных функциональных схем.

Кроме электротехнических материалов в электрооборудовании используются еще конструкционные и вспомогательные материалы.

Конструкционные материалы предназначены для изготовления корпусов электрических машин, аппаратов и приборов и для крепления различных деталей, узлов и элементов. Они должны обеспечивать прочность конструкции в условиях мощных электромагнитных полей. Для их изготовления в основном применяют железо, чугун и конструкционные стали.

К *вспомогательным* материалам относят различные припои и флюсы, используемые для соединения проводников методом пайки (это в основном материалы на основе меди, олова, свинца и цинка), клеи (на основе синтетических эпоксидных смол) и вяжущие составы (на основе цемента).

Совершенствование и развитие электромашиностроения, аппарато- и приборостроения идет по пути разработки новых видов электротехнических материалов, обладающих улучшенными характеристиками. Например, разработка новых видов магнитных материалов позволила значительно уменьшить габариты электрических машин и повысить их мощность на единицу веса; новые изоляционные материалы с высокими значениями диэлектрической

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

проницаемости, электрическою сопротивления и пробивною напряжения обусловили создание новых конденсаторов большой емкости с повышенной реактивной мощностью, позволяющих работать в установках с более высокими рабочими напряжениями; применение более нагревостойкой изоляции электрических машин позволило увеличить их мощность на единицу веса и повысить надежность; производство проводов с механически прочной эмалевой изоляцией обеспечило лучшее исполнение в конструктивном плане различных видов электрооборудования (общепромышленных и специальных электрических машин, катушек электрических аппаратов и др.).

При прохождении практики ознакомился и были изучены средства измерения электрических и неэлектрических величин, применяемых на предприятие. Ознакомился и изучил строения, принципы работы, схемы включения амперметров, вольтметров, ваттметров. Методами расширения пределов измерения амперметров и вольтметров посредством применения трансформаторов тока и напряжения.

Средства измерения электрических величин

Чтоб измерять электрическую величину используют технические средства, которые имеют определенные метрологические характеристики. Их называют средствами измерения.

Измерительные установки и приборы, меры, измерительные преобразователи – это все относится к средствам измерения.

Для воспроизведения заданного значения физической величины используют меры.

Меры электрических величин – индуктивность, ЭДС, электрическое сопротивление, электрической емкость и т.д. Образцовыми называют меры высшего класса, по ним сверяют приборы и проводят градуировку шкал устройств.

Устройства, которые вырабатывают электрический сигнал в форме удобной для обработки, передачи, дальнейшего преобразования или хранения, но не поддающиеся непосредственному восприятию называют измерительными преобразователями. Для преобразования электрических величин в электрические относят: делители напряжения, шунты и т.д. Не электрических в электрические (датчики давления, энкодеры).

Если форма сигналов доступна для наблюдения – это измерительные приборы (вольтметры, амперметры и т.д.).

Совокупность измерительных приборов и преобразователей, мер, которые располагаются в одном месте и генерирует при измерении форму сигнала, удобную для наблюдения именуют измерительной установкой.

Все выше перечисленные средства можно рассортировать по следующим признакам: по способу регистрации и представления информации, ее виду и методу измерения.

По виду получаемой информации:

- Электрические (мощность, ток и т.д.);
- Не электрические (давление, скорость);

По методу измерения:

- Сравнение (компенсаторы, измерительные мосты);
- Непосредственная оценка (ваттметр, вольтметр);

По способу представления:

- Цифровые;
- Аналоговые (электронные или электромеханические);

Электроизмерительные приборы характеризуют такими основными показателями как: чувствительность, время установления показаний, надежность, погрешность, вариации показаний.

Самая большая разность показаний одного и того же устройства при одном и том же показании измеряемой величины называют вариацией показаний. Основная причина ее появления — это трения в подвижных частях устройств.

Приращение перемещения указателя Δa, относящееся к приращению измеряемой величины Δx величают как чувствительность прибора S:

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

$$S = \frac{\Delta a}{\Delta x}$$

Если шкала устройства равномерна, то формула будет иметь вид:

$$S = \frac{a}{x}$$

Постоянная или цена деления прибора – обратная величина чувствительности С:

$$C = \frac{1}{S}$$

Равна она числу измеряемой величины на одно деление шкалы.

Потребляемая устройством из цепи мощность изменяет режим работы цепи. Это увеличивает вероятность появления погрешностей при измерении. Отсюда делаем вывод: чем меньше мощность, потребляемая из цепи, тем точнее прибор.

Время, за которое на дисплее (если приборы цифровые) или шкале (аналоговые), установится значение измеряемой величины после начала измерения – время установления показаний. Для аналоговых стрелочных устройств не должно превышать 4 секунды.

Сохранение заданных характеристик, точность показаний при установленных условиях работы и в течении заданного промежутка времени называют надежностью. Еще она характеризуется как среднее время исправной работы устройства.

Можно сделать вывод что при выборе измерительных устройств необходимо учитывать множество факторов, для корректной работы данных средств. Например, такие средства измерения как трансформаторы тока активно используются при измерении токов силовых линий, и не корректный выбор данных средств измерения может привести к авариям на линиях, вывода из строя дорогостоящего оборудования и остановки производства или отключением от питания целых городов.

В ходе прохождения учебной (профилирующей) практики были изучены методы защиты линии электропередач (ЛЭП) и подстанций от атмосферных перенапряжений, применяемых для выполнения ЛЭП материалов, способах выполнения линейных изоляторов на ЛЭП различного напряжения.

Внезапные повышения напряжения до значений, опасных для изоляции электроустановки, называются перенапряжениями. По своему происхождению перенапряжения бывают двух видов: внешние (атмосферные) и внутренние (коммутационные).

Атмосферные перенапряжения возникают при прямых ударах молнии в электроустановку или наводятся (индуцируются) в линиях при ударах молний вблизи от них. Внутренние перенапряжения возникают при резких изменениях режима работы электроустановки, например, при отключении ненагруженных линий, отключении тока холостого хода трансформаторов, замыкании фазы в сети с изолированной нейтралью на землю, резонансных, феррорезонансных явлениях и др.

Перенапряжения при прямых ударах молнии могут достигать 1000 кВ, а ток молнии - 200 кА. Разряд молнии обычно состоит из серии отдельных импульсов (до 40 шт.) и продолжается не более долей секунды. Длительность отдельного импульса составляет десятки микросекунд. Индуктированные перенапряжения достигают 100 кВ и распространяются по проводам линии электропередачи в виде затухающих волн. Атмосферные перенапряжения не зависят от номинального напряжения электроустановки и потому их опасность возрастает со снижением класса напряжения электрической сети. Коммутационные перенапряжения зависят от номинального напряжения электроустановки и обычно не превышают $4U_{ном}$. Из сказанного следует, что основную опасность представляют атмосферные перенапряжения.

Перенапряжения весьма опасны по своим последствиям. Пробив изоляцию, они могут вызывать КЗ, пожары в электроустановках, опасность для жизни людей и др. Поэтому каждая электроустановка должна иметь защиту от перенапряжений.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

В качестве основных защитных средств от атмосферных повреждений применяют молниеотводы, разрядники и искровые промежутки. Главной частью всех этих аппаратов является заземлитель, который должен обеспечить надежный отвод зарядов в землю.

Молниеотвод ориентирует атмосферный заряд на себя, отводя его от токоведущих частей электроустановки. Различают стержневые и тросовые (на воздушных линиях) молниеотводы.

Стержневые молниеотводы устанавливают вертикально. Они должны быть выше защищаемых объектов. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода - пространство, защищенное от прямых ударов молнии. Эта зона имеет вид конуса, образующая которого имеет вид кривой линии (рис. 7). На рисунке 7 приняты следующие обозначения: h_x - высота защищаемого объекта; h_a - активная часть молниеотвода, равная превышению молниеотвода над высотой объекта; h - высота молниеотвода. При большой протяженности или ширине объекта устанавливают несколько молниеотводов. Расстояние между молниеотводом и защищаемым объектом должно быть не более 5 м.

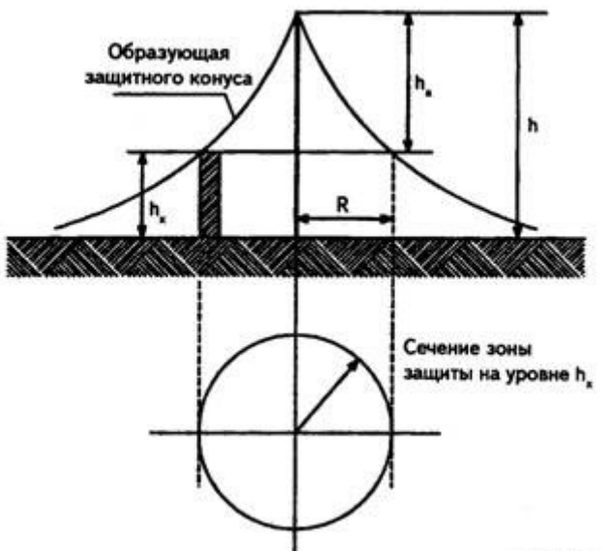


Рисунок 7 - Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Тросовые молниеотводы подвешивают на опорах линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше над проводами фаз. Тросы выполняют стальными и соединяют спусками с заземлением опор. Сопротивление заземления опоры при этом не должно превышать 10 Ом.

Разрядник представляет собой комбинацию искровых промежутков и дополнительных элементов, облегчающих гашение электрической дуги в искровом промежутке. Разрядники по исполнению делятся на трубчатые и вентильные, а по назначению - на под станционные, станционные, для защиты вращающихся машин и др.

Защитное действие разрядника заключается в том, что проходящий в них разряд ограничивает амплитуду перенапряжений до пределов, не представляющих опасности для изоляции защищаемого объекта. Возникающая при этом в разряднике электрическая дуга гасится после исчезновения импульсов перенапряжения раньше, чем срабатывает защита от КЗ, и, таким образом, объект не отключается от сети.

Каждый из разрядников, независимо от его типа и конструкции, состоит из искрового промежутка, один из электродов которого присоединяется к фазному проводу линии, а другой - к заземляющему устройству непосредственно или через добавочное сопротивление.

Через хорошо заземленный искровой промежуток вслед за импульсным током, возникающим после пробоя перенапряжением, проходит сопровождающий ток нормальной частоты (50 Гц), обусловленный рабочим напряжением. Разрядник должен обладать способностью быстро погасить сопровождающий ток после исчезновения перенапряжения.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Для этого разрядник снабжают помимо искрового промежутка последовательно включенным с ним специальным элементом, обеспечивающим гашение сопровождающего тока.

Гашение сопровождающего тока обеспечивается двумя способами:

в трубчатых разрядниках - специальным дугогасительным устройством;

в вентильных разрядниках - активными сопротивлениями с нелинейной (зависящей от приложенного напряжения) характеристикой (рис. 8, а).

Нелинейная характеристика (рис. 8, б) должна быть такой, чтобы при перенапряжениях сопротивление разрядника было малым. При рабочих напряжениях сопротивление разрядника должно быть большим, чтобы гасился сопровождающий ток.

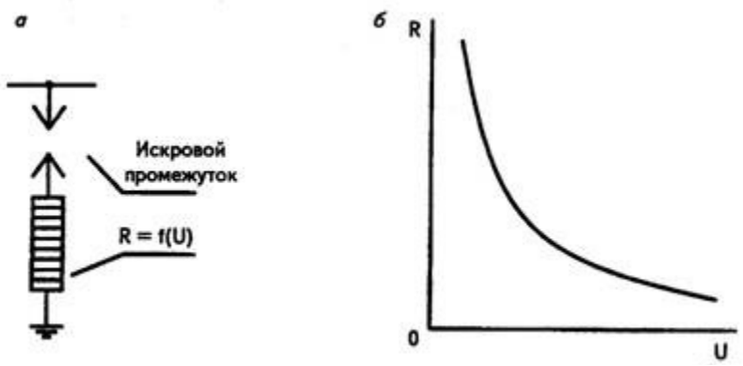


Рисунок 8 - Вентильный разрядник: а - схема; б - защитная характеристика

Трубчатые разрядники применяются как основное средство для защиты изоляции линии электропередачи и как вспомогательное средство защиты изоляции оборудования подстанций. Они выполняются с номинальными напряжениями 6, 10, 35 кВ.

Основной частью разрядника является трубка из твердого газогенерирующего диэлектрика (фибра, фибробакелит у разрядников серий РТ, РТФ; винипласт - у разрядников серии РТВ). Разрядник (рис. 9) имеет 2 искровых промежутка: внешний (3) и внутренний (2). Внешний изолирует трубку от постоянного соприкосновения с токоведущей частью, находящейся под напряжением. При пробое искровых промежутков под воздействием высокой температуры электрической дуги трубка 1 разлагается и генерирует газ (в основном водород), облегчающий гашение электрической дуги. Необходимость гашения дуги объясняется тем, что после прохождения перенапряжения по искровым промежуткам проходит сопровождающий ток разрядника, обусловленный рабочим напряжением электрической сети и имеющий частоту 50 Гц. Поэтому в обозначении разрядника, кроме букв, присутствует дробь, где числитель указывает номинальное напряжение, а знаменатель - пределы сопровождающего тока, успешно отключаемого разрядником. Например, $РТ\frac{10}{0,5-7}$ обозначает: трубчатый разрядник на 10 кВ, отключающий сопровождающий ток (равный току КЗ) от 0,5 до 7 кА.

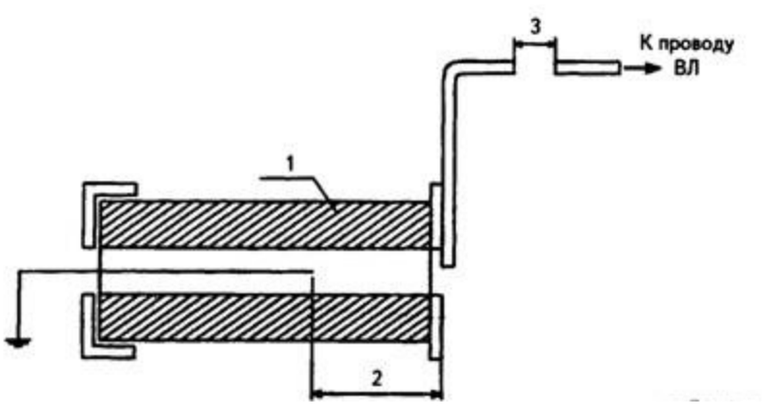


Рисунок 9 - Устройство трубчатого разрядника

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Вентильные разрядники предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений оборудования электростанций и подстанций, главным образом, силовых трансформаторов. Основными элементами разрядника являются многократные искровые промежутки и соединенные последовательно с ними нелинейные сопротивления в виде дисков из вилита. Термин «нелинейное сопротивление» означает, что сопротивление зависит от проходящего по нему тока. Сопротивление вилита уменьшается при возрастании проходящего по нему тока. Вилит не влагостоек, поэтому его помещают в герметизированный фарфоровый корпус. Для защиты подстанций используют разрядники серий РВП (разрядник вентильный подстанционный) и РВН (разрядник вентильный низковольтный). Устройство вентильного разрядника показано на рисунке 10.

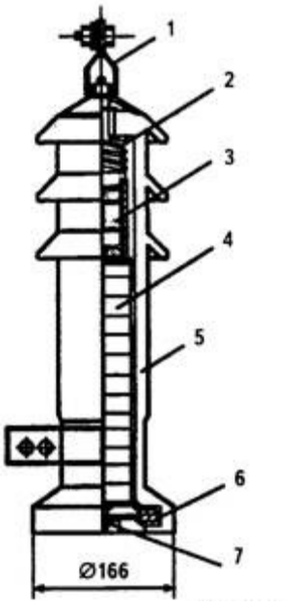


Рисунок 10 - Устройство вентильного разрядника серии РВП

Разрядник работает следующим образом. При перенапряжениях искровые промежутки 3 пробиваются, и по вилитовым дискам блока 4 ток проходит в землю. Сопротивление вилита резко уменьшается и перенапряжение на оборудование подстанции не поступает. При исчезновении перенапряжения сопротивление вилита возрастает, дуга в искровом промежутке гаснет, и ток через разрядник не проходит. Специальная защита воздушных линий от атмосферных перенапряжений не устанавливается, так как молния может ударить в линию в любой ее точке. Все воздушные линии оборудуются устройствами АПВ, т. к. после КЗ, вызванного перенапряжением, и отключения линии, ее изоляционные свойства восстанавливаются. Поэтому повторное включение линии оказывается в большинстве случаев успешным. В настоящее время широкое распространение получают ограничители перенапряжений (ОПН), представляющие собой нелинейные активные сопротивления без специальных искровых промежутков. ОПН обычно изготовляют путем спекания оксидов цинка и других металлов. В полученной после спекания поликристаллической керамике кристаллы окиси цинка имеют высокую проводимость, а межкристальные промежутки, сформированные из оксидов других металлов, имеют высокое сопротивление. Точечные контакты между кристаллами окиси цинка, возникающие при спекании, являются микровaристорами, т. е. имеют так называемые p-n переходы. Защитная характеристика ОПН имеет вид, близкий к нелинейной характеристике вентильного разрядника (рис. 2, б). Однако оксидно-цинковые сопротивления имеют значительно более высокую нелинейность, чем вилитовые сопротивления. Благодаря этому в ОПН нет необходимости использования искровых промежутков. Выпуск вентильных разрядников в нашей стране прекращен в 90-е годы из-за высокой трудоемкости производства и настройки искровых промежутков. При том существенно расширена номенклатура выпускаемых ОПН. Достоинствами ОПН, по

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

сравнению с вентильными разрядниками, являются взрывобезопасность, более высокая надежность, снижение уровня перенапряжений, воздействующих на защищаемое оборудование, и возможность контроля старения сопротивлений по току в рабочем режиме. Существенным недостатком ОПН и вентильных разрядников является невозможность обеспечения с их помощью защиты от квазистационарных перенапряжений (резонансные и феррорезонансные перенапряжения, смещение нейтрали при перемежающейся электрической дуге). Не следует забывать, что при длительных перенапряжениях происходит интенсивное старение ОПН, и они могут отказать, т. е. повредиться.

В распределительных электрических сетях в системе защиты от перенапряжений основное внимание уделяют защите оборудования подстанций. На рисунке 11 приведены два варианта защиты подстанций напряжением 6-10 кВ от атмосферных перенапряжений при присоединении их непосредственно к воздушной линии (рис. 11, а) и кабельным вводом (рис. 11, б). В первом случае (а) на линии устанавливают два комплекта трубчатых разрядников F1, F2, один из которых (F2) - на концевой опоре линии, а F1 - на расстоянии 100-5-200 м от F2. В случае (б) комплект разрядников F2 устанавливают на конце кабеля, причем его заземление соединяют с оболочкой кабеля. Это необходимо для уменьшения перенапряжений, поступающих на подстанцию. Второй комплект F1 устанавливается при длине кабельного ввода менее 10 м. Расстояние между F1 и F2 равно 100-5-200 м. Вместо F2 при длине кабельной вставки более 50 м рекомендуется устанавливать вентильные разрядники.

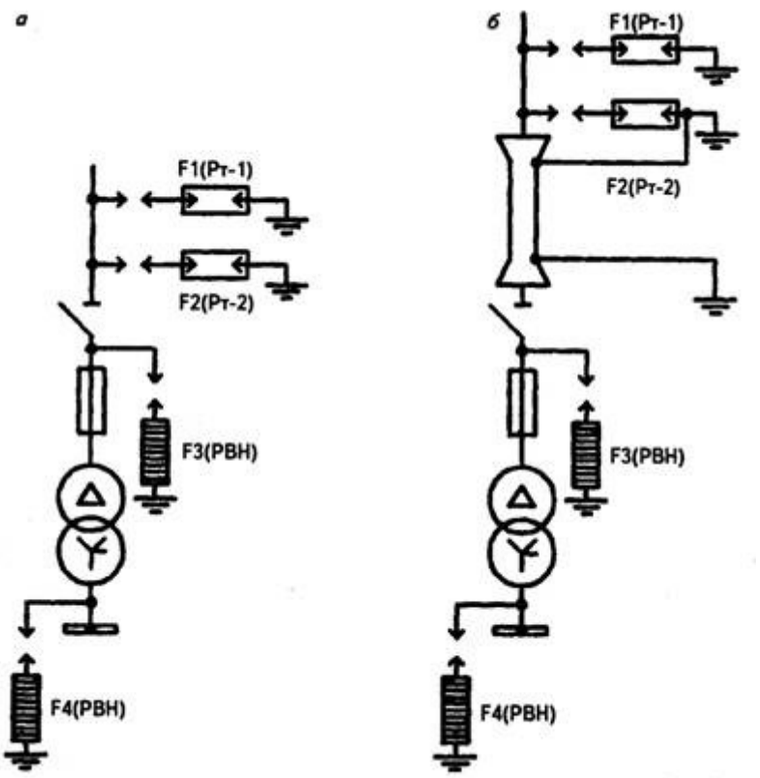


Рисунок 11 - Защита подстанции от перенапряжений: а - подстанция непосредственно присоединена к ВЛ; б - подстанция присоединена к ВЛ кабельным вводом

Кроме трубчатых разрядников непосредственно на подстанциях устанавливают вентильные разрядники (или ОПН) FV3 и FV4 на сторонах высшего и низшего напряжений.

Сочетание трубчатые разрядники - вентильный разрядник (или ОПН) применяется по следующей причине.

Трубчатые разрядники не могут надежно защищать трансформаторы и вращающиеся электрические машины от перенапряжений, т. к. имеют грубые защитные характеристики. Такую защиту обеспечивают вентильные разрядники. Назначение трубчатых разрядников

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

заключается в том, чтобы предотвратить повреждение вентильных разрядников от приходящих из линии волн перенапряжений. Трубчатые разрядники уменьшают амплитуду и крутизну импульсов перенапряжений до величин, безопасных для вентильных разрядников и ОПН.

В настоящее время при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении объектов Федеральной сетевой компании России применение вентильных и трубчатых разрядников не рекомендуется по причине их низкой надежности и из-за недостатков в технических характеристиках.

В ходе прохождении учебной (профилирующей) практики были изучены методы расчета элементов принципиальной электрической схемы, параметров и режимов работы электротехнических объектов предприятия.

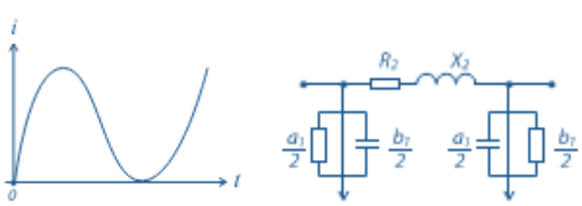
Изучены законы Ома, Кирхгофа, метод эквивалентного преобразования схем, метод узловых потенциалов, метод контурных токов, принцип и метод наложения (суперпозиции) для постоянных и переменных токов, с целью их практического применения для определения значений электрического тока, напряжения и мощности сети и электрооборудований, находящихся в ведении предприятия.

Расчёт и оптимизация электрических режимов

Для безопасного и максимально эффективного управления оборудованием электрической сети, принятия экономически эффективных и выверенных решений о необходимости проведения реконструкций, нового строительства, изменений топологии или замены отдельных элементов электрической сети необходимо выполнять расчёты электрических режимов.

Расчёты электрических режимов являются основой для принятия решений о необходимости развития электрической сети, позволяют определить её состояние в заданный момент времени и спланировать необходимые изменения

Расчёты установившихся электрических режимов выполняется для электрических сетей произвольного размера и сложности с целью определения схемы присоединения подстанции или станции к электрической сети, выбора оптимального распределения активных мощностей между генераторами электрических станций и между электрическими станциями внутри электрической сети, выбора мощностей и мест размещения компенсирующих устройств, выбора коэффициентов трансформации силовых трансформаторов с учётом уменьшения суммарных потерь активной мощности в электрических сетях, выбора оптимального состава работающего оборудования и максимально эффективного его использования, выбора главных схем электрических подстанций и станций, выбора номинальных параметров оборудования, проведения анализа допустимой токовой загрузки линий электропередачи и трансформаторов с учётом зависимости допустимого тока от температуры окружающей среды, определения перспектив развития района электрической сети или электрической сети в целом на заданной территории. На рисунке 12 представлены график переменного электрического тока и схема замещения линии электропередач.



а б

Рисунок 12 – График переменного тока (а) и схема замещения линии электропередач (б)

Установившиеся электрические режимы характеризуются неизменными параметрами энергосистемы. Внутрисуточные изменения электропотребления и генерации рассматриваются как последовательность установившихся электрических режимов. Расчёты

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

установившихся электрических режимов выполняются на основании математической модели электрической сети (CIM), сформированной исходя из параметров линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов, генераторов и др., а также с использованием результатов контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем. Оптимальным является оптимизация и упрощение данного процесса с использованием Software for Database Modeling (SDM).

Механизмы собственных нужд ГЭС по назначению делятся на агрегатные и общестанционные.

Агрегатные механизмы собственных нужд, обеспечивают пуск, остановку и нормальную работу гидроагрегатов и связанных с ними при блочных схемах повышающих силовых трансформаторов. К ним относятся: масляные насосы системы регулирования гидротурбины; компрессоры маслонапорных установок, насосы и вентиляторы охлаждения силовых трансформаторов; масляные или водяные насосы системы смазки агрегата; насосы непосредственного водяного охлаждения генераторов; компрессоры торможения агрегата; насосы откачки воды с крышки турбины; вспомогательные устройства системы ионного независимого возбуждения генератора; возбудители в схемах самовозбуждения. К общестанционным относятся: насосы технического водоснабжения; насосы откачки воды из спиральных камер и отсасывающих труб; насосы хозяйственного водоснабжения; дренажные насосы; пожарные насосы; устройства заряда, обогрева и вентиляции аккумуляторных батарей; краны, подъемные механизмы затворов плотины, щитов, шандоров отсасывающих труб, сороудерживающих решеток; компрессоры ОРУ; отопление, освещение и вентиляция помещений и сооружений; устройства обогрева затворов, решето и пазов. При централизованной системе снабжения агрегатов сжатым воздухом в состав общестанционных входят и компрессоры маслонапорных установок и торможения агрегатов. На состав и мощность электроприемников собственных нужд ГЭС оказывают влияние климатические условия: при суровом климате появляется значительная (несколько тысяч киловатт) нагрузка обогрева выключателей, масляных баков, маслонаполненных концевых кабельных муфт, решеток, затворов, пазов; при жарком климате эти нагрузки отсутствуют, но возрастает расход энергии на охлаждение оборудования, вентиляцию, кондиционирование. На ГЭС относительно малая доля механизмов собственных нужд работает непрерывно в продолжительном режиме. Сюда относятся: насосы и вентиляторы охлаждения генераторов и трансформаторов; вспомогательные устройства системы ионного возбуждения; насосы водяной или масляной смазки подшипников. Эти механизмы принадлежат к числу наиболее ответственных и допускают перерыв питания лишь на время действия автоматического ввода резерва (АВР). В продолжительном режиме работают также насосы технического водоснабжения и устройств электрообогрева. Остальные электроприемники работают повторно-кратковременно, кратковременно или даже только эпизодически. К числу ответственных механизмов собственных нужд следует также отнести пожарные насосы, насосы маслонапорных установок, некоторые дренажные насосы, компрессоры ОРУ, механизмы закрытия затворов напорных трубопроводов. Эти механизмы допускают перерыв питания до нескольких минут без нарушения нормальной и безопасной работы агрегатов. Остальные потребители собственных нужд можно отнести к неответственным. Маслонапорные установки гидроагрегатов имеют достаточный запас энергии, чтобы закрыть направляющий аппарат и затормозить агрегат даже при аварийной потере напряжения в системе собственных нужд. Поэтому для обеспечения сохранности оборудования при потере напряжения на гидростанциях не требуются автономные источники в виде аккумуляторных батарей и дизель-генераторов.

Единичная мощность механизмов собственных нужд гидростанций колеблется от единиц до сотен киловатт. Наиболее мощными механизмами собственных нужд являются насосы технического водоснабжения, насосы откачки воды из отсасывающих труб, некоторые подъемные механизмы. На большинстве гидростанций, за исключением ГЭС деривационного

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

типа, потребители собственных нужд сосредоточены на ограниченной территории, в пределах здания станции и плотины.

В отличие от ТЭС механизмы собственных нужд ГЭС не требуют непрерывного регулирования производительности; достаточным является повторно-кратковременный режим работы (насосы маслонапорных установок, компрессоры).

Так же, как и на ТЭС, источниками питания механизмов собственных нужд ГЭС являются генераторы и сеть системы.

Подавляющее большинство механизмов собственных нужд электрических станций имеет электрический привод. Выбор рода тока и исполнение электродвигателей определяется их назначением, ответственностью механизма и местом его установки. С увеличением мощности электрических станций и единичной мощности электродвигателей собственных нужд очень важную роль начинают играть их пусковые характеристики и способность сохранять устойчивость работы в аварийных режимах электрической системы. Исходя из этого преимущественное распространение для привода механизмов собственных нужд получили асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Эти двигатели конструктивно просты, надежны в эксплуатации, имеют сравнительно высокий к. п. д. и cos ф, а их пусковые характеристики могут быть согласованы с характеристиками рабочих машин с помощью глубокопазных двигателей за счет использования двух обмоток на роторе.

Большим преимуществом асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором является возможность их пуска от полного напряжения сети без специальных пусковых устройств и способность группы электродвигателей восстанавливать нормальный режим работы после глубоких понижений питающего напряжения (самозапуск). Свойства асинхронных электродвигателей определяются их механическими характеристиками, зависимостями тока статора (кратности пускового тока $I_{пуск}$) от относительной частоты вращения (скольжения), а также такими параметрами, как кратность максимального момента, кратность пускового момента, критическое скольжение.

Циркуляционные насосы центробежного типа для ступенчатого регулирования производительности обычно снабжают двухскоростными асинхронными электродвигателями с переключением числа полюсов. Насосы осевого типа снабжают односкоростными асинхронными или синхронными двигателями, а их производительность регулируют поворотом лопастей рабочего колеса.

Для питательных электронасосов используют асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором нормального исполнения, поскольку при большом противодавлении достаточно экономичным оказывается дроссельное регулирование производительности и регулирование с помощью гидромуфты.

Большинство механизмов для приготовления и транспорта топлива имеют практически независимую от частоты вращения механическую характеристику и требуют значительных пусковых моментов. Поэтому для их привода используют асинхронные двигатели с двойной беличьей клеткой на роторе.

Вентиляторы горячего дутья имеют механическую характеристику вентиляторного типа и в зависимости от нагрузки котла и вида топлива требуют регулирования производительности в относительно узких пределах, в среднем на 20—25 % номинальной частоты вращения. Исходя из этого, для их привода используют односкоростные асинхронные электродвигатели, а их производительность регулируют с помощью направляющих аппаратов или дросселей.

На ГЭС основная часть механизмов питается от сети 0,4/0,22 кВ, а отдельные крупные механизмы — от сети 6 кВ. На подстанциях напряжение, как правило, равно 0,4/0,22 кВ. Соответственно для двигателей до 170 кВт принимают напряжение 0,4 кВ, а для более крупных — 3,6 или 10 кВ в зависимости от высшего напряжения собственных нужд станции.

Значительного повышения надежности работы станции можно достигнуть, если при кратковременных снижениях или даже полном исчезновении напряжения на шинах собственных нужд, вызванных короткими замыканиями, не отключать электродвигатели

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

ответственных механизмов от сети. Тогда после восстановления нормального напряжения начинается их самозапуск, который можно рассматривать как групповой пуск с промежуточной частоты вращения, до которой успели затормозиться двигатели в аварийном режиме. Вследствие больших пусковых токов в трансформаторах возникает значительное падение напряжения, групповой самозапуск происходит при пониженных напряжениях на зажимах электродвигателей и может быть успешным или неуспешным. Успешным самозапуском следует считать такой, при котором остаточное напряжение на шинах собственных нужд обеспечивает ускорение электродвигателей до номинальной частоты вращения за время, допустимое по условиям нагрева двигателей и сохранения устойчивости технологического режима станции.

Потери электроэнергии в электрических сетях.

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери.

Фактические потери электроэнергии определяют, как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер; расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии; погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета; хищения электроэнергии, неоплата или неполная оплата показаний счетчиков и т.п.

С учётом физической природы и специфики методов определения количественных значений, фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

– технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

– расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

– потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери);

– коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

Сетевые организации обязаны оплачивать стоимость фактических потерь электрической энергии, возникших в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом стоимости потерь, учтенных в ценах (тарифах) на электрическую энергию на оптовом рынке.

Размер фактических потерь электрической энергии в электрических сетях определяется как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации.

Нормативы технологических потерь устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 года № 861 и методикой расчета нормативных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях.

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электроэнергии при одновременном уменьшении отпуска в сеть. Так, с 1994 по 2020 гг. абсолютные потери электроэнергии в сетях в России увеличились с 67,7 до 78,6 млрд. кВт·ч, а относительные - с 8,74 до 10,81%. В электрических сетях России в целом относительные потери выросли с 10,09 до 12,22%.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [1]. Это подтверждается и докризисным уровнем потерь электроэнергии в большинстве энергосистем бывшего СССР, который не превышал, как правило, 10%. Так как сегодня этот уровень вырос в 1,5-2, а по отдельным электросетевым предприятиям - даже в 3 раза, очевидно, что на фоне происходящих изменений хозяйственного механизма в энергетике, кризиса экономики в стране проблема снижения потерь электроэнергии в электрических сетях не только не утратила свою актуальность, а наоборот - выдвинулась в одну из задач обеспечения финансовой стабильности организаций.

Типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях достаточно хорошо известен и включен в отраслевую инструкцию [2]. В общем виде классификация мероприятий представлена на схеме рисунок 13.

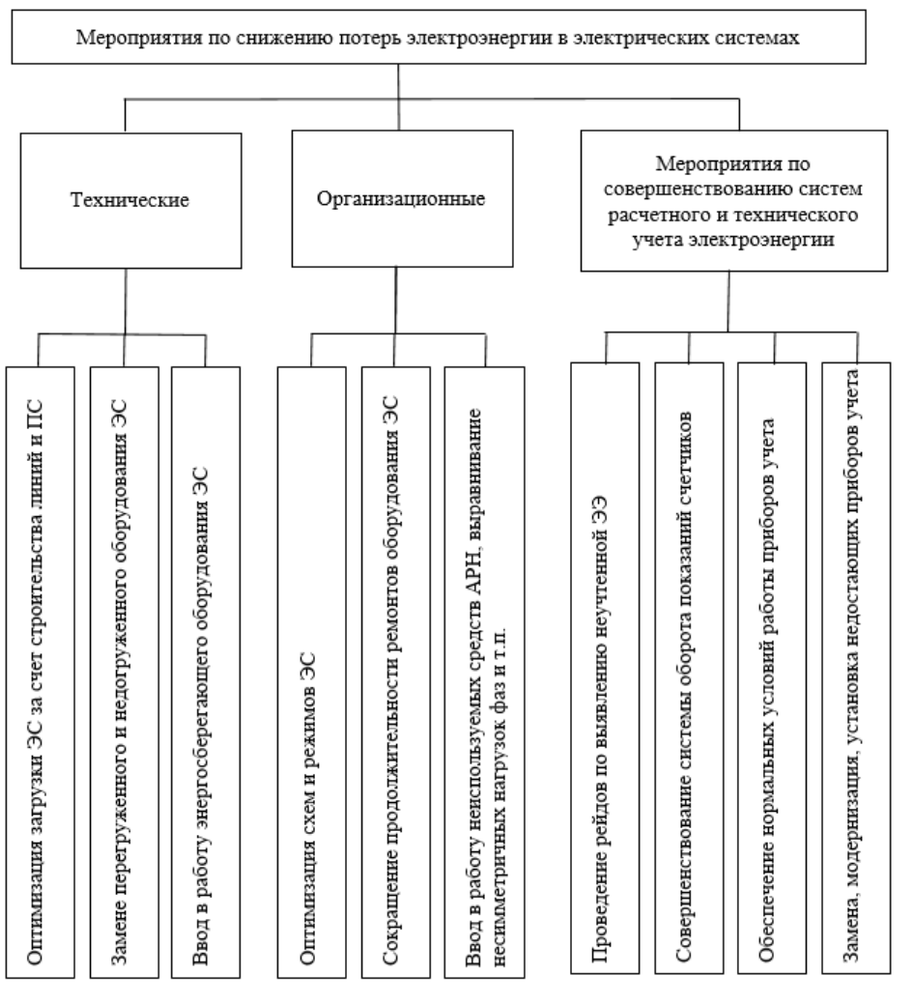


Рисунок 13 - Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических системах

Как показывают расчеты, основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения пропускной способности и надежности работы электрических сетей, сбалансированности их режимов, т. е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий. Эти мероприятия нашли отражение в концепциях развития и техперевооружения электрических

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

сетей на период до 2025 г., разработанных институтами "Энергосетьпроект" и РОСЭП ("Сельэнергопроект").

Основными из этих мероприятий, помимо включенных в Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений, для системообразующих электрических сетей 110 кВ и выше являются следующие:

– налаживание серийного производства и широкое внедрение регулируемых компенсирующих устройств (управляемых шунтируемых реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности) для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;

– строительство новых линий электропередачи и повышение пропускной способности существующих линий для выдачи активной мощности от "запертых" электростанций для ликвидации дефицитных узлов и завышенных транзитных перетоков;

– развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики (малых ГЭС, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т. п.) для выдачи малых мощностей в удаленные дефицитные узлы электрических сетей.

Очевидно, на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными оптимизация режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности, регулирование напряжения в сетях, оптимизация загрузки трансформаторов, выполнение работ под напряжением и т. п.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4-35 кВ относятся:

– использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;

– увеличение доли сетей с напряжением 35 кВ;

– сокращение радиуса действия и строительство ВЛ (0,4 кВ) в трехфазном исполнении по всей длине;

– применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4-10 кВ;

– использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях напряжением 0,4-10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;

– разработка и внедрение нового, более экономичного, электрооборудования, в частности, распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей;

– применение столбовых трансформаторов малой мощности (6-10/0,4 кВ) для сокращения протяженности сетей напряжением 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;

– более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;

– комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;

– повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Необходимо сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению технических потерь и оценке их сравнительной эффективности в условиях акционирования энергетики, когда решения по вложению средств принимаются уже не с целью достижения максимума "народнохозяйственного эффекта", а с целью получения максимума прибыли данного АО, достижения запланированных уровней рентабельности производства, распределения электроэнергии и т. п.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

В условиях общего спада нагрузки и отсутствия средств на развитие, реконструкцию и техперевооружение электрических сетей становится все более очевидным, что каждый вложенный рубль в совершенствование системы учета сегодня окупается значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности. Совершенствование учета электроэнергии в современных условиях позволяет получить прямой и достаточно быстрый эффект. В частности, по оценкам специалистов, только замена старых, преимущественно "малоамперных" однофазных счетчиков класса 2,5 на новые класса 2,0 повышает собираемость средств за переданную потребителям электроэнергию на 10-20%. В денежном выражении по России в целом это составляет порядка 1-3 млрд. руб в год. Нижняя граница этого интервала соответствует тарифам на электроэнергию, верхняя - возможному их увеличению.

Решающее значение при выборе тех или иных мероприятий по совершенствованию учета и мест их проведения имеют расчеты и анализ допустимых и фактических небалансов электроэнергии на электростанциях, подстанциях и в электрических сетях в соответствии с Типовой инструкцией РД 34.09.101-94 [3].

Основным и наиболее перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), в том числе для бытовых потребителей, тесная интеграция этих систем с программным и техническим обеспечением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечение АСКУЭ и АСДУ надежными каналами связи и передачи информации, метрологическая аттестация АСКУЭ.

Однако эффективное внедрение АСКУЭ - задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

На сегодняшний день к первоочередным задачам этого развития относятся:

– осуществление коммерческого учета электроэнергии (мощности) на основе разработанных для энергообъектов и аттестованных методик выполнения измерений (МВИ) по ГОСТ Р 8.563-96. Разработка и аттестация МВИ энергообъектов должны проводиться в соответствии с типовыми МВИ - РД 34.11.333-97 и РД 34.11.334-97 [4];

– периодическая калибровка (поверка) счетчиков индукционной системы с целью определения их погрешности;

– замена индукционных счетчиков для коммерческого учета на электронные счетчики (за исключением бытовых индукционных однофазных счетчиков);

– создание нормативной и технической базы для периодической поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности;

– создание льготной системы налогообложения для предприятий, выпускающих АСКУЭ и энергосберегающее оборудование;

– совершенствование правовой основы для предотвращения хищений электроэнергии, ужесточение гражданской и уголовной ответственности за эти хищения, как это имеет место в промышленно развитых странах;

– создание нормативной базы для ликвидации "бесхозных" потребителей и электрических сетей, обеспечение безубыточных условий их принятия на баланс и обслуживание энергоснабжающими организациями;

– создание законодательной и технической базы для внедрения приборов учета электроэнергии с предоплатой.

Очень важное значение на стадии внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях имеет так называемый человеческий фактор, под которым понимается:

– обучение и повышение квалификации персонала;

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

– осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;

– мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;

– связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Для того чтобы требовать от персонала энерговырабатывающих организаций, Энергосбыта, предприятий и работников электрических сетей выполнения нормативных требований по поддержанию системы учета электроэнергии на должном уровне, по достоверному расчету технических потерь, выполнению мероприятий по снижению потерь, персонал должен знать эти нормативные требования и уметь их выполнять. Для этого необходимо проводить систематическое обучение персонала не только теоретически, но и практически. Обучение должно проводиться для всех уровней - от руководителей подразделений, служб и отделов до рядовых исполнителей.

Руководители должны уметь решать общие задачи управления процессом снижения потерь в сетях, исполнители - уметь решать конкретные задачи. Целью обучения должно быть не только получение новых знаний и навыков, но и обмен передовым опытом, распространение этого опыта во всех предприятиях энергосистемы.

Необходимы, очевидно, новые подходы к нормированию потерь электроэнергии в сетях, которые должны учитывать не только их техническую составляющую, но и систематическую составляющую погрешностей расчета потерь и системы учета электроэнергии.

Структура и основные требования к системам электроснабжения.

Основной задачей создания системы электроснабжения (СЭС) является обеспечение их высокой надежности и экономичности, поддержание высокого качества электроэнергии. СЭС включает большое количество объектов, имеет большую протяженность и рассредоточенность; ее проектированием занято много организаций. СЭС состоит из генерирующих установок, питающих и распределительных сетей, трансформаторных и преобразовательных станций и подстанций, связанных кабельными и воздушными линиями, токопроводами высокого и низкого напряжения.

На рисунке 14 представлена принципиальная электрическая схема ГЭС-1.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

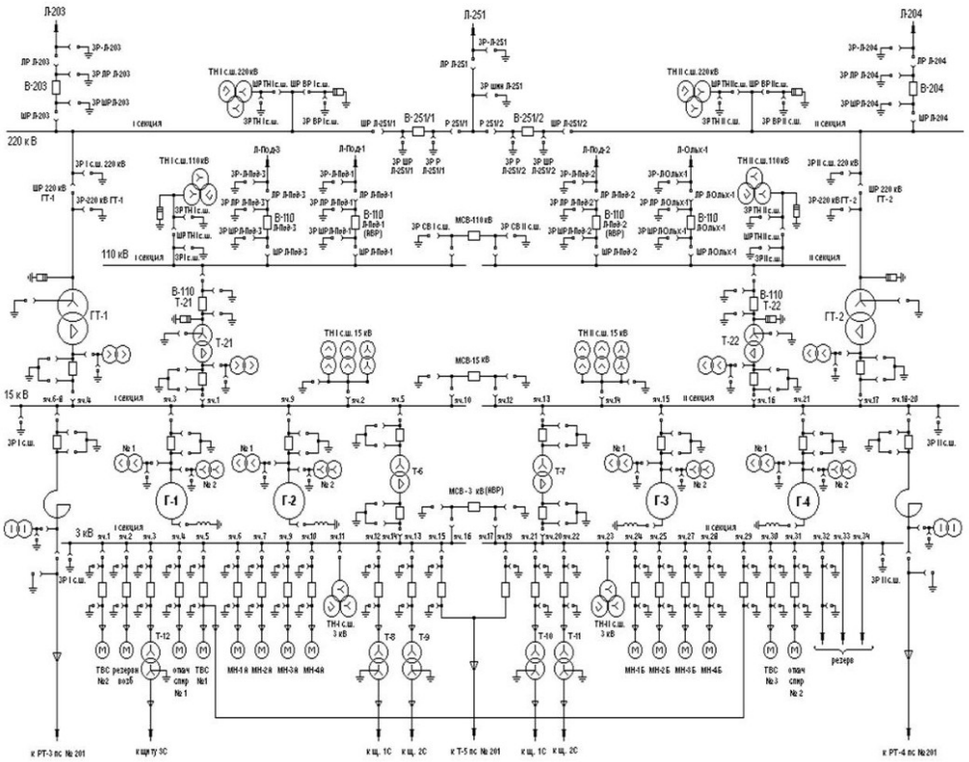


Рисунок 14 – Принципиальная электрическая схема ГЭС-1

Безопасность для жизни и здоровья людей при эксплуатации СЭС и надежность работы ЭО обеспечиваются правильным выбором технических решений на всех этапах выработки, распределения и передачи электроэнергии, правильным выбором способов ее канализации, выполнением требований техники безопасности и соответствием условиям окружающей среды. СЭС должна быть удобна и безопасна в обслуживании, должна обеспечивать качество энергии и бесперебойность электроснабжения в номинальном и послеаварийном режимах. В то же время СЭС должна быть экономичной, иметь минимальные потери и обоснованный расход дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность СЭС достигается путем создания связей и взаимного резервирования сетей различных регионов, сетей промышленных предприятий (ПП) с СЭС коммунальных и сельских потребителей и т.д.

СЭС условно можно разделить на три блока:

– блок выработки электроэнергии (электростанции),

– блок распределения и передачи электроэнергии,

– блок потребителей электроэнергии.

На электростанциях вырабатываемая энергия разделяется на два потока: электрическая и тепловая энергия. От генераторов электростанций, через повышающие блочные трансформаторы, электроэнергия поступает на станционные открытые распределительные устройства (ОРУ). На рисунке 15 представлена схема системы электроснабжения.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

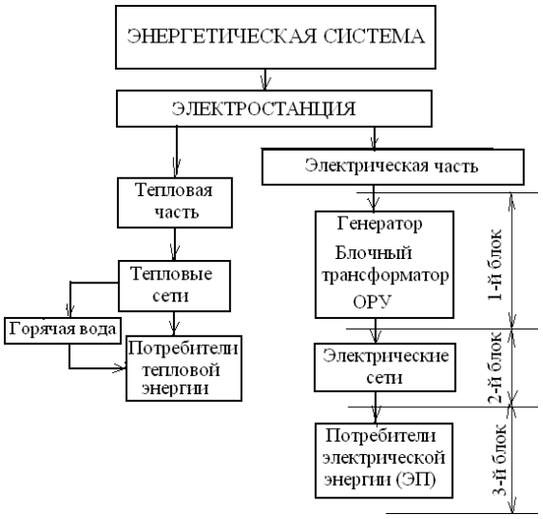


Рисунок 15 – Схема системы электроснабжения

Второй блок включает линии электропередач (воздушные и кабельные), опоры воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельное хозяйство, главные (ГПП) и промежуточные понизительные станции (подстанции), распределительные устройства (РУ), системы грозозащиты и компенсации реактивной мощности.

Третий блок объединяет все электроприемники (ЭП), системы управления, защиты, диагностики и приборы измерения физических величин. Также при определении нагрузки конкретного участка, при выборе структуры, мощности и пропускной способности СЭС следует учитывать не только собственных потребителей электроэнергии, но и наличие рядом расположенных потребителей, для которых нужно обеспечить резервирование электроснабжения [5].

Надежность электроснабжения промышленных предприятий, их цехов и отдельных установок в значительной степени зависит от наличия и надежности систем резервного питания и защиты. Обеспечение резервного электропитания сопряжено с материальными затратами и не может быть обеспечено для всех установок и оборудования. Поэтому необходимо точно знать, у каких ЭП технологические процессы не допускают перерыва в электроснабжении, а для каких такие перерывы возможны без существенного ущерба производству. Для этого устанавливают категории надежности электроснабжения для всех ЭП.

Электрическое хозяйство ПП представляет совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия электроэнергией и эффективное использование ее в процессе технологического производства. Электрическое хозяйство включает:

– собственное электроснабжение, например, внутризаводское;
– силовое ЭО, электроосвещение и системы автоматизации;
– службы эксплуатации и ремонта ЭО;
– резервные электротехнические установки, которые прямо не являются частью СЭС, но обеспечивают ее функционирование;
– промышленные здания, сооружения и сети, которые эксплуатируются электротехническим персоналом;
– людские, вещественные и энергетические ресурсы, информационное обеспечение.

Таким образом, электрическое хозяйство является частью электроэнергетической системы, принадлежащей предприятию. На рис. 16 представлена упрощенная иерархическая схема СЭС ГЭС-1, которое является потребителем электрической энергии. Через нее обеспечивается электроэнергией по линиям электропередачи, как правило, ВЛЭП, от

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

подстанции энергосистемы или теплоэнергоцентрали (ТЭЦ); от автотрансформаторов (АТ) районных подстанций и т.д.

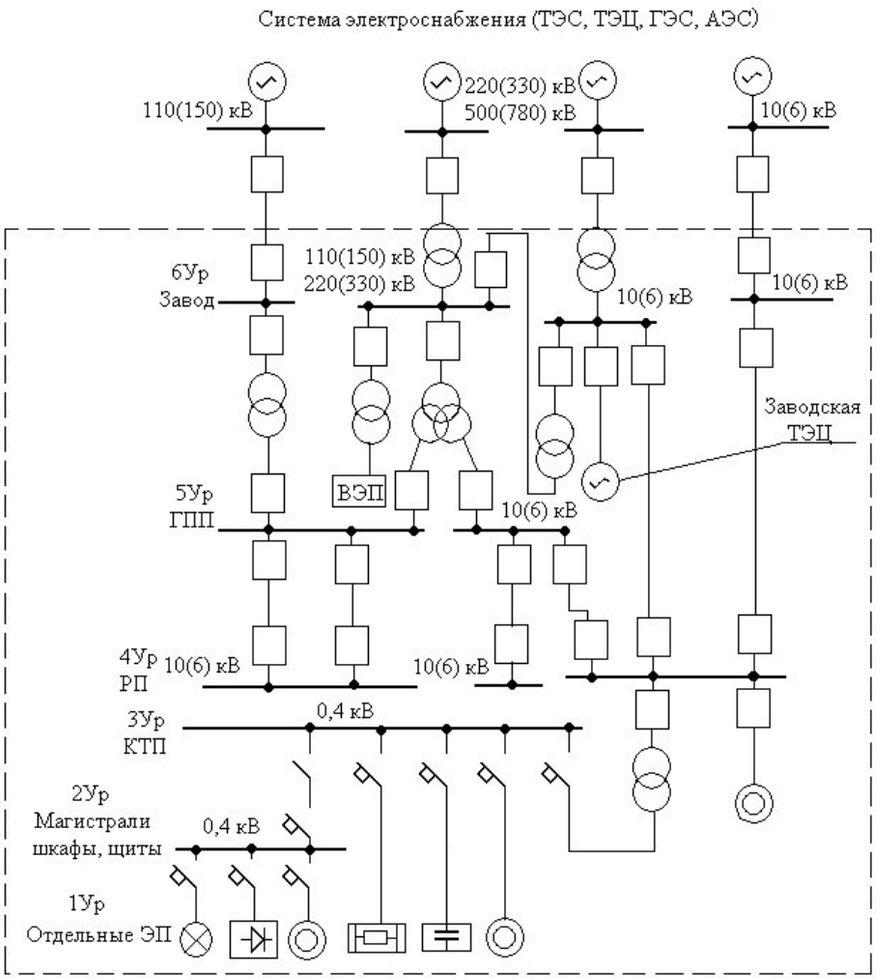


Рисунок 16 – Уровни СЭС промышленных предприятий

Шестой уровень (6Ур) – уровень присоединения к внешним энергетическим источникам или сетям; пятый уровень (5Ур) – все производство; четвертый уровень (4Ур) – цех; третий уровень (3Ур) – отделение; второй уровень (2Ур) – участок; первый уровень (1Ур) – отдельная единица оборудования (ЭП); ВЭП – высоковольтные ЭП. Условная граница разделения «предприятие — энергосистема» отмечена пунктирной линией

Схемы электроснабжения собственных нужд гэс

Технологический процесс получения электроэнергии на ГЭС значительно проще, чем на тепловых и атомных электростанциях, поэтому требует значительно меньшего числа механизмов с. н.

Подсчет нагрузок с. н. ГЭС ведется конкретно для каждого проекта, так как эти нагрузки зависят не только от мощности установленных агрегатов, но и от типа электростанции (приплотинная, деривационная, водосливная и др.).

В отличие от тепловых электростанций на ГЭС отсутствуют крупные электродвигатели напряжением 6 кВ, поэтому распределение электроэнергии осуществляется на напряжении 0,4/0,23 кВ. Питание с. н. производится от трансформаторов, присоединенных к:

– токопроводам генератор — трансформатор без выключателя со стороны генераторного напряжения;

– шинам генераторного напряжения;

– выводам НН автотрансформатора связи;

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

– местной подстанции.

Целесообразность установки отдельных трансформаторов, присоединенных к РУ 220 кВ и более, должна быть обоснована.

Потребители с. н. ГЭС делятся на *агрегатные* (маслонасосы МНУ, насосы откачки воды с крышки турбины, охлаждение главных трансформаторов и др.) и *общестанционные* (насосы технического водоснабжения, насосы откачки воды из отсасывающих труб, дренажные и пожарные насосы, отопление, освещение, вентиляция, подъемные механизмы и др.).

Часть этих потребителей являются ответственными (техническое водоснабжение, маслоохладители трансформаторов, маслонасосы МНУ, система пожаротушения, механизмы закрытия затворов напорных трубопроводов). Нарушение электроснабжения этих потребителей с. н. может привести к повреждению или отключению гидроагрегата, снижению выработки электроэнергии, разрушению гидротехнических сооружений. Такие потребители должны быть обеспечены надежным питанием от двух независимых источников [5].

На рис. 17 приведен пример схемы питания с. и. мошной ГЭС.

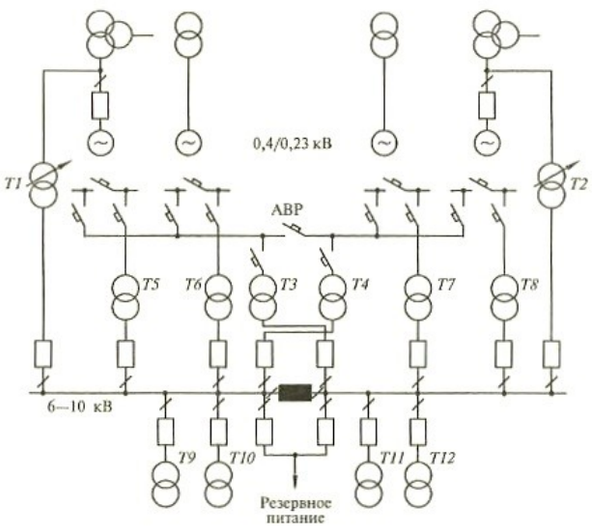


Рисунок 17 - Схема питания с. н. мощной ГЭС с общими питающими трансформаторами

Агрегатные с. н. питаются от отдельных секций 0,4/0,23 кВ. Часть потребителей общестанционных с. н. может быть значительно удалена от здания ГЭС, поэтому возникает необходимость распределения электроэнергии на более высоком напряжении (3,6 или 10 кВ). В этом случае предусматриваются главные трансформаторы с. н. *T1*, *T2* и агрегатные *T5—T8.* Трансформаторы *T9—T12* служат для питания общестанционных нагрузок. Резервное питание секций 6 кВ осуществляется от местной подстанции, оставшейся после строительства ГЭС. Резервирование агрегатных с. н. осуществляется от резервных трансформаторов *T3, T4.* Ответственные потребители с.н., отключение которых может принести к отключению гидроагрегата или снижению его нагрузки, присоединяются к разным секциям с. н.

Мощность трансформаторов агрегатных с. н. выбирается по суммарной нагрузке с. н. соответствующих агрегатов. Главные трансформаторы (*T1*, *T2*) выбираются с учетом взаимного резервирования и с возможностью их аварийной перегрузки.

При большом числе и значительной единичной мощности агрегатов находит применение схема раздельного питании агрегатных и общестанционных потребителей. Агрегатные сборки 0,4 кВ получают питание от индивидуальных трансформаторов, присоединенных отпайкой к энергоблоку. Резервирование их осуществляется от трансформаторов, присоединенных к РУ с. н. 6—10 кВ, которое получает питание от автотрансформаторов связи между РУ ВН и РУ СН.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

В частности, измерение сопротивления изоляции электроогборудований и линий электропередач, а также фазировки кабельных и воздушных линий посредством мегомметра.

При *эксплуатации оборудования, кабельных и воздушных линий* часто требуется произвести измерение сопротивления изоляции того или иного аппарата или линии. Для измерения сопротивления изоляции применяют переносный портативный прибор — *мегомметр*, состоящий из источника постоянного тока и измерительной схемы. *Мегомметро***м** также пользуются для фазировки кабельных и воздушных линий.

Мегомметры различают по напряжению на разомкнутых зажимах и пределам измерения. В настоящее время выпускают мегомметры с номинальным напряжением на разомкнутых зажимах 100, 500, 1000 и 2500В с пределами измерения 100, 500, 1000, 10 000 МОм. Обычно шкала мегомметра отградуирована от 0 до ∞ МОм, но имеются мегомметры и со второй шкалой для определения сопротивления в килоомах (кОм).

Для измерения сопротивления изоляции один вывод *мегомметра* соединяют проводником с заземляющим контуром или кожухом аппарата, а другой — с испытываемой линией или выводом аппарата. Проводники, служащие для подключения прибора, должны иметь резиновую изоляцию типа магнето и изолирующие рукоятки. Оператор вращает мегомметр с частотой примерно 2 об/с и по шкале определяет сопротивление изоляции. Перед измерениями необходимо проверить целость проводников и исправность мегомметра, дли чего концы проводников, подключаемых к мегомметру, соединяют между собой и вращают ручку прибора. Стрелка на шкале прибора должна показать ноль, а при размыкании проводников конечную отметку шкалы — бесконечность (∞).

При *фазировке кабельных или воздушных линий* на одном конце заземляют один или два провода линии, затем с помощью мегомметра на другом конце линии находят в первом случае заземленный провод, во втором случае — провод, оставшийся незаземленным. После измерения мегомметром необходимо разрядить все провода линии, так как при подаче напряжения от мегомметра линия заряжаеТСЯ и прикосновение к заряженному проводу может вызвать поражение персонала разрядным током. Разряд производится соединением с землей испытываемых проводов в течение 2 мин.

Мегомметром проверяют также целость линий и обмоток аппаратов (отсутствие обрывов), отсутствие соединения первичной и вторичной обмоток между собой (например, в силовых трансформаторах), измеряют сопротивление изоляции обмоток аппарата по отношению к земле (к корпусу аппарата). Наиболее распространенными являются *мегомметры М1101* на 500 и 1000В, МС-06 на 2500В и универсальный МС-05 на 500, 1000 и 2500В.

С помощью мегомметра определяют лишь грубые нарушения целости изоляции линии и аппаратов (заземление фазы, короткое замыкание между фазами). Поэтому после проверки мегомметром линии и аппараты испытывают повышенным напряжением. Высоковольтную аппаратуру, установленную в трансформаторных подстанциях и распределительных пунктах, испытывают повышенным напряжением переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин при вводе в эксплуатацию и периодически при капитальных ремонтах. Изоляцию обмоток силовых трансформаторов испытывают повышенным напряжением только после ремонта в мастерской или на месте. Испытательное напряжение для электрооборудования подстанций приведено в таблице 14.

Таблица 14

Величины испытательного напряжения переменного тока для электрооборудования

Электрооборудование	**Испытательное напряжение, кВ при номинальном напряжении, кВ**	
	6	**10**
Фарфоровые опорные изоляторы, проходные изоляторы и вводы	32	42

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Измерительные трансформаторы, выключатели	29	38
То же при облегченной изоляции	19	29
Силовые масляные трансформаторы	22	31
Сухие трансформаторы	14	21

Напряжение от испытательной установки подают поочередно к каждой жиле кабеля, а две другие жилы вместе с оболочкой заземляют. При этом испытывается как изоляция жил по отношению к земле, так и междуфазовая изоляция.

Испытание изоляции каждой жилы кабельной линии, находящейся в эксплуатации, длится 5 минут. Напряжение плавно (1 — кВ/с) поднимают до испытательной величины и поддерживают неизменным до конца. На последней минуте испытания записывают показания миллиамперметра и значение тока утечки. Если при испытании кабельной линии ток утечки будет нарастать, продолжительность испытания необходимо увеличить до 10 минут. При дальнейшем нарастании тока утечки испытание нужно продолжать до пробоя изоляции линии. Если *не произошло пробоев и увеличения тока утечки*, линия считается выдержавшей испытание. Значение тока утечки не нормируется и не является браковочным показателем. В период испытания кабель заряжается и длительно сохраняет заряд, поэтому после окончания испытания все жилы кабеля разряжают через резистор R (смотри рисунок выше).

Измерение сопротивления заземляющих устройства

Заземляющие устройства служат для отведения накопившегося заряда электроустановки в землю, чтобы этот заряд не был передан случайным образом любому другому объекту, коснувшегося аппарата электрооборудования. Неверно подключенная или вовсе не подключенная электроустановка не может быть введено в эксплуатацию как потенциальный источник смертельной опасности. Избежать нарушений поможет плановые проверки и измерение сопротивления заземляющих устройств.

В ПУЭ в разделе 1 гл.1.8 п. 1.8.37, указаны нормируемые значения сопротивлений заземляющих устройств в зависимости от их вида и характеристик. Так, подстанции и распределительные пункты напряжением выше 1 кВ, представляют собой электроустановки электрических сетей с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью, либо электроустановки электрических сетей с изолированной нейтралью, с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. Первые должны иметь сопротивление не более 0,5 Ом, вторые - 250/Iр.

Воздушные линии электропередач должны иметь сопротивление заземляющих устройств опор ВЛ в зависимости от удельного сопротивления грунта: до 100 – 10 Ом, более 100 до 500 – 15 Ом, более 500 до 1000 – 20 Ом, более 1000 до 5000 – 30 Ом, более 5000 - $\rho \cdot 6 \cdot 10^{3}$. Заземляющие устройства опор ВЛ с разрядниками на подходах к распределительным устройствам с вращающимися машинами рассчитываются отдельно.

Электроустановки напряжением до 1 кВ делятся на три вида:

– Электроустановки с источниками питания в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью (или средней точкой) источника питания (система TN): в непосредственной близости от нейтрали – сопротивление 15/30/60 Ом;

– Электроустановки с учетом естественных заземлителей и повторных заземлителей отходящих линий – сопротивление 2/4/8 Ом;

– Электроустановки в электрических сетях с изолированной нейтралью (или средней точкой) источника питания (система ГГ) - сопротивление 50/I, более 4 Ом не требуется.

В данном случае измерение сопротивления заземляющих устройств должно соответствовать не только групповым, но и частным характеристикам, поскольку в некоторых электроустановках предусмотрено различное сопротивление (кратное минимальному), согласно линейному напряжению в 660, 280 и 220 В соответственно.

Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ, имеющие заземляющие устройства опор ВЛ с повторными заземлителями PEN (PE) – проводника, рассчитаны на

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

сопротивление в 30 Ом. В формулах использованы обозначения: Iр– расчетный ток замыкания на землю, I – полный ток замыкания на землю.

Характеристики заземляющего устройства

Характеристики ЗУ должны отвечать требованиям ГОСТ и ПУЭ и, обеспечивая основные функции электроустановки, выполнять следующие действия:

– стабилизация потенциалов относительно земли;
– защита от статического электричества;
– отвод рабочих токов;
– отвод в грунт молнии;
– защита изоляции низвокольтных цепей и электрооборудования;
– защита от перенапряжений;
– релейная защита от замыкания в землю;
– защита подземного оборудования от токовых перегрузок;
– обеспечение взрыво- и пожаробезопасности.

Измерение сопротивления заземляющих устройств гарантирует выполнение всех этих функций, если замеры показывают норму.

Замеры заземляющих устройств проводятся по следующим параметрам:

– сопротивление заземляющего устройства для электростанций, высоковольтных линий электропередач, установок подстанций;

– напряжение заземляющего устройства при стекании с него тока замыкания на землю;

– для установок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью, за исключением высоковольтных линий электропередач, замеряется напряжение прикосновения.

Измерение сопротивления растеканию заземлителя (З) – $R_{раст}$, производится с помощью вспомогательного электрода (токовый электрод – Т) и зонда (потенциальный электрод – П) – см. рисунок 18. Посредством источника прибора и вспомогательного электрода через проверяемый электрод (заземлитель), сопротивление растеканию которого определяется, пропускается ток $I_{раст}$. Сопротивление составляет:

$$R_{раст} = U_{раст} / I_{раст}$$

Измеряя с помощью зонда $U_{раст}$ и пропуская ток растекания через заземлитель, измеряем прибором $R_{раст}$, шкала которого проградуирована в омах.

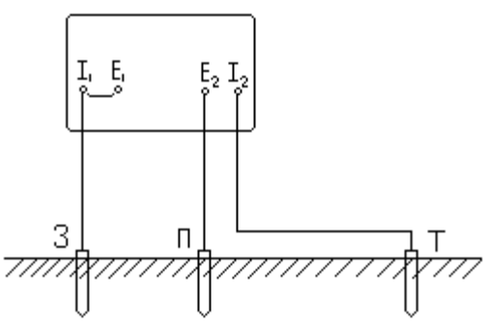


Рисунок 18 – Схема зазамления

Электролаборатория предприятия (ГЭС-1) в первую очередь проводит визуальный осмотр заземляющих устройств, чтобы определить, правильно ли они смонтированы, и каким способом осуществлено заземление. Заземление производится либо выносным способом, либо контурным расположением заземляющих проводников. Контурное расположение заземлителей обеспечивает выравнивание потенциалов при однофазном замыкании на землю. Еще одним положительным эффектом является уменьшение значений напряжения прикосновения и шагового напряжения вблизи ЛЭП, благодаря взаимному влиянию заземляющих устройств. Измерения сопротивления заземляющих устройств в этом случае надо производить с учетом этого взаимовлияния.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Элементы заземляющих устройств в помещениях должны быть размещены в соответствии с проектом, и при осмотре не должно быть затруднений в доступе к ним. Однако, они также должны быть надежно защищены от механических повреждений. При укладке по полу проводники ЗУ размещают в специальных заглубленных канавках. Если возможно осаждение едких паров, воздействие газов и т.д., то рекомендуется крепить проводники скобами так, чтобы между ними и стеной был зазор не менее 10 мм. Это же относится и к помещениям с повышенной влажностью. Для того, чтобы сопротивление заземляющих устройств соответствовало требованиям объекта, необходимо подводить проводники к каждому корпусу электрооборудования, делая ответвления от главной заземляющей шины (ГЗШ). Таким образом, мы получаем параллельное подключение, которое является единственно правильным: последовательное подключение объектов один к другому, а потом к ЗУ – запрещено, поскольку является источником повышенной опасности: сопротивление заземляющего устройства представляет собой сумму сопротивлений заземлителя относительно земли и заземляющих проводников.

Измерение сопротивления заземляющих устройств должно производиться с учетом времени года: поскольку сопротивление заземлителя относительно земли есть отношение напряжения на заземлителе к току, проходящему через заземлитель в землю, то величина сопротивления заземлителя зависит от удельного сопротивления грунта. Наиболее высокое сопротивление фиксируется зимой, когда грунт промерзает, либо летом, в засушливый период – расхождение с весеннее-осенними показателями может составлять несколько раз. Раньше применялись коэффициенты сезонности, которые рассчитывались и с помощью них проводилась корректировка значений сопротивлений ЗУ.

В установках с суммарной мощностью генераторов и трансформаторов 100 кВА допускается значение сопротивления ЗУ, равное 10 Ом, в установках с меньшей мощностью – 4 Ом. Допустимая величина напряжения прикосновения в сетях до 1000 В не должна превышать 40 В. В установках свыше 1000 В допускается сопротивление заземления R3 меньше или = 125/I3 Ом, но не более 4 Ом или 10 Ом. В случае необходимости возможности экстренного отключения участка сети без помощи оператора, в установках свыше 1000 В с большими токами замыкания на землю сопротивление заземляющего устройства не должно быть более 0,5 Ом. Эти показатели указаны в ГОСТ, ПУЭ, проекте. Обязательно при измерении сопротивления заземляющих устройств сравнивать полученное значение с нормируемым или расчетным проектным.

Методика проведения измерения сопротивления заземляющих устройств.

Проведение измерения сопротивления заземляющих устройств осуществляется в соответствии с нормами ПУЭ (7 изд.) и ПТЭЭП. Методика подходит для измерения сопротивления устройств молниезащиты и удельного сопротивления грунта. Для измерений используются приборы М416 или Ф4103-М1, тестеры заземления MRU-100, MRU-101, MRU-105, MRU-120, С.А 6460, Fluke, Megger, ИС-10/1, TV 440N и другие. При проведении измерений было использовано современное испытательное оборудование и средства измерений, ведущих отечественных и зарубежных производителей.

К работе допускаются лица из электротехнического персонала не моложе 18 лет, обученные и аттестованные на знание требований НД: ПОТ, ППБ, инстукций и методики измерения сопротивления заземляющих устройств. Сотрудники должны быть обеспеченны инструментом, индивидуальными защитными средствами, спецодеждой и средствами измерений, исправными и прошедшими периодическую поверку. Состав бригады должен быть не менее двух человек. Особое внимание должно быть уделено безопасности при подаче напряжения от постороннего источника питания. Требуется проверить соединительные провода и питающий кабель на наличие двойной изоляции, так же, как и понижающий трансформатор. Приборы в схемах измерений должны быть установлены на изолированном основании. Измерения надо проводить в сухой период, а в загазованных помещениях, либо в помещениях со взрывоопасными средами, следует сначала устранить источник опасности. По результатам измерений сопротивления заземляющих устройств составляется протокол

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

установленной формы. Лица, допустившие нарушения ПТБ или ПТЭЭП, несут ответственность в соответствии с действующим Законодательством. В таблице 15 приведены нормативные требования к сопротивлениям заземляющих устройств.

- ПУЭ (Правила устройства электроустановок) **7-е издание, раздел 1, гл. 1.8, п.** 1.8.39, пп. 5, таб. 1.8.38; гл. 1.7, п 1.7.103.
- РД 34.45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования", глава 28.
- РД 153-34.0-20.525-00 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок.

Таблица 15

Характеристики электроустановок и сопротивления заземляющих устройств согласно требованиям ПУЭ

Вид электроустановки	Характеристика электроустановки	Сопротивление, Ом
1. Подстанции и распределительные пункты напряжением выше 1 кВ	Электроустановки электрических сетей с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью.	0,5
	Электроустановки электрических сетей с изолированной нейтралью, с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор	250/Ip*
2. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ	до 100	10
	более 100 до 500	15
	более 500 до 1000	20
	более 1000 до 5000	30
	более 5000	$\rho \cdot 6 \cdot 10^3$
3. Электроустановки напряжением до 1 кВ	Электроустановки с источниками питания в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью (или средней точкой) источника питания (система TN): в непосредственной близости от нейтрали	15/30/60**
	с учетом естественных заземлителей и повторных заземлителей отходящих линий	2/4/8**
	Электроустановки в электрических сетях с изолированной нейтралью (или средней точкой) источника питания (система ГГ)	50/I***, более 4 Ом не требуется
4. Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ	Заземляющие устройства опор ВЛ с повторными заземлителями PEN (PE) – проводника	30

Примечание:
Ip* – расчетный ток замыкания на землю;
** – соответственно при линейных напряжениях 660, 280, 220 В;
I*** – полный ток замыкания на землю.

По заверении учебной (профилирующей) практики по итогам прохождения практики был подготовлен отчет о прохождении учебной (профилирующей) практики согласно требованиям методуказания, устранены все замечании руководителя практики от предприятия (производства), все документы о прохождении практики подписаны мною и руководителем.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

Литература

1. Бохмат И. С, Воротницкий В. Э., Татаринов Е. П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. - "Электрические станции", 1998, № 9.
2. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М., СПО Союзтехэнерго, 1987.
3. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94. М., СПО ОРГРЭС, 1995.
4. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. Издательство "НЦ ЭНАС", М., 1998.
5. Интернет ресурсы.

«XX » XXX 202X г.

Обучающийся _____ *П.П. Петров*

(подпись) И.О. Фамилия

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

3. Основные результаты выполнения задания на учебную практику

В этом разделе обучающийся описывает результаты анализа (аналитической части работ) и результаты решения задач по каждому из пунктов задания на учебную (профилирующую) практику.

Текст в таблице набирается шрифтом Times New Roman, размер 12, оформление – обычное, межстрочный интервал – одинарный, отступ первой строки абзаца – нет.

№ п/п	Результаты выполнения задания по практике
1	Прибытие на предприятие прохождения профилирующей практики и оформление соответствующих документов для прохождения практики согласно установленным требованиям предприятия. Прохождение вводного инструктажа по техники безопасности и охране труда, оформление документов.
2	Составлен паспорт предприятия – Государственная электрическая станция № 1 (ГЭС-1) им. П.Г. Смидовича, расположенной в Центральном административном округе, по адресу г. Москва, ул. Садовническая, д.11 и входящей в состав территориальной генерирующей компании «Мосэнерго». Описано местоположение, собственник, статус, дата ввода в эксплуатацию, виды основного и резервного топлива, основные потребители электроэнергии, основные технико-экономические показатели, в частности, установленная электрическая мощность, годовая выработка электрической энергии, расход на собственные нужды, КПД, параметры пара и электрической энергии. Ознакомился со организационной структурой предприятия, с организационной структурой ее подразделений и их основными задачами, в частности с энергетической службой предприятия, с качественным и количественным составом специалистов и их обязанностями. Изучена структура и задачи энергетической службы.
3	Изучены и описаны структура предприятия, его место и рол в энергосистемы региона.
4	Изучена и описана существующая система организации и проведения технического обслуживания и ремонта электроэнергетического оборудования предприятия.
5	Изучены и описаны назначение, внешний вид и принцип работы электроэнергетического и электротехнического оборудования предприятия, в частности изучены и описаны основные элементы трансформаторной подстанции: 1. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы. 2. Вводные конструкции для воздушных и кабельных линий электропередачи. 3. Открытые (ОРУ) распределительные устройства (закрытые (ЗРУ) распределительные устройства), включая: – системы и секции шин; – силовые выключатели; – разъединители; – измерительное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, измерительные приборы) ; – оборудование ВЧ-связи между подстанциями (конденсаторы связи, ВЧ-заградители, фильтры присоединения); – токоограничивающие, регулирующие устройства (конденсаторные батареи, реакторы, фазовращатели); – преобразователи частоты, рода тока (выпрямители). 4. Система питания собственных нужд подстанции: – трансформаторы собственных нужд; – щит переменного тока;

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru

	– аккумуляторные батареи; – щит постоянного (оперативного) тока; – дизельные генераторы и другие аварийные источники энергии (на крупных и особо важных подстанциях). 5. Системы защиты и автоматики: – устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики для силовых линий, трансформаторов, шин; – автоматическая система управления; – система телемеханического управления; – система технического и коммерческого учёта электроэнергии; – система технологической связи энергосистемы и внутренней связи подстанции. 6. Система заземления, включая заземлители и контур заземления. 7. Молниезащитные сооружения. 8. Вспомогательные системы: – система вентиляции, кондиционирования, обогрева. – система автоматического пожаротушения. – система освещения территории. – система охранно-пожарной сигнализации, управления доступом. – система технологического и охранного видеонаблюдения. – устройства плавки гололёда на воздушных линиях. – системы аварийного сбора масла. – системы питания маслонаполненных кабелей. – бытовая, ливневая канализация, водопровод. 9. Бытовые помещения, склады, мастерские.
6	Изучены и описаны ГОСТы на конструкционные материалы, используемые в электроэнергетике. Изучены и описаны свойства конструкционных материалов, применяемых в электроэнергетике и электротехнике, в том числе применяемых в электрохозяйстве предприятия.
7	Ознакомился со средствами измерения электрических и неэлектрических величин, применяемых на предприятие. Изучены и описаны методы защиты линии электропередач (ЛЭП) и подстанций от атмосферных перенапряжений, применяемых для выполнения ЛЭП материалов, способах выполнения линейных изоляторов на ЛЭП различного напряжения.
8	Изучены и описаны методы и методики расчета элементов принципиальной электрической схемы, параметров и режимов работы электротехнических объектов предприятия, в частности системы электроснабжения административного здания и ремонтно-механического цеха.
9	Изучены и описаны характеристики электроприемников предприятия по надежности электроснабжения. Ознакомился с методами и средствами измерения электрических и неэлектрических величин. Изучены, проанализированы и описаны потери электрической энергии в системе электроснабжения предприятия. Разработаны и изложены предложении по снижению потерь электрической энергии путем совершенствования системы электроснабжения предприятия с учетом передовых достижений современной техники и технологии в области электроэнергетики и электротехники.
10	Изучены, проанализированы и описаны структуры системы электроснабжения

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

	предприятия, в частности системы электроснабжения административного здания и ремонтно-механического цеха предприятия. Изучена и описана система компенсации реактивной мощности предприятия.
11	Изучены и описаны методы расчета элементов принципиальной электрической схемы, параметров и режимов работы электротехнических объектов предприятия, в частности административного здания и ремонтно-механического цеха. Ознакомился с методами испытаний кабельных линий и оборудования, согласно графика проведения испытаний (методами определения повреждения на кабельных и воздушных ЛЭП, с методикой измерения и нормами сопротивления заземляющих устройств).
12	Оформление отчета (текст, рисунки, чертежи). Согласование с руководителем профилирующей практики от производства, оценка отчета и получение производственной характеристики.
13	Сдача отчета на кафедру.

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения
Нажмите на мессенджер, чтобы написать
Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗
+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер
disynergy.ru

4. Заключение руководителя от Института

Руководитель от Института дает оценку работе обучающегося исходя из анализа отчета о прохождении учебной (профилирующей) практики, выставляя балл от 0 до 20 (где 20 указывает на полное соответствие критерию, 0 – полное несоответствие) по каждому критерию. В случае выставления балла ниже пяти, руководителю рекомендуется сделать комментарий.

Итоговый балл представляет собой сумму баллов, выставленных руководителем от Института.

№ п/п	Критерии	Балл (0…20)	Комментарии (при необходимости)
1	Понимание цели и задач задания на учебную (профилирующую) практику.		
2	Полнота и качество индивидуального плана и отчетных материалов.		
3	Владение профессиональной терминологией при составлении отчета.		
4	Соответствие требованиям оформления отчетных документов.		
5	Использование источников информации, документов, библиотечного фонда.		
	Итоговый балл:		

Особое мнение руководителя от Института (при необходимости):

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Обучающийся по итогам учебной (профилирующей) практики заслуживает оценку «_____».

« » _____ 202__ г.

Руководитель от Института

_____ _____

(подпись) И.О. Фамилия

Помогу с учебным заданием без предоплаты. Оплата после выполнения

Нажмите на мессенджер, чтобы написать

Telegram ↗ WhatsApp ↗ MAX ↗

+7 (924) 305-23-08 · Пишите в мессенджер disynergy.ru